USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE

HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

MARKET OPERATIONS WORKING GROUP MEETING

Event Report

March 19, 2014

This publication was produced for review by the United States Agency for International Development. It was prepared by Deloitte Consulting.

CONFERENCE –YOUNG LEADERS IN GEORGIAN ENERGY SECTOR

Event Report

USAID HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

CONTRACT NUMBER: AID-OAA-I-13-00018/AID-114-TO-13-00006

DELOITTE CONSULTING LLP

USAID/CAUCASUS OFFICE OF ECONOMY, ENERGY AND ENVIRONMENT

MARCH 19, 2014

This document was prepared by:

Author	Organization	Contact Details
Irina Iremashvili	Deloitte Consulting LLP	iiremashvili@dcop-hpep.ge
Reviewer	**Organization**	**Contact Details**
Jake Delphia	Deloitte Consulting LLP	jdelphia@deloitte.com

LIST OF ACRONYMS

Acronyms	Definitions
GOG	Government of Georgia
DAP	Day Ahead Planning
ETM	Electricity Trading Mechanism
GEMM	Georgian Electricity Market Model
GNERC	Georgian National Energy and Water Supply Regulatory Commission
HPEP	Hydro Power and Energy Planning Project
HPP	Hydro Power Plant
MAP	Monthly Ahead Planning
MoE	Ministry of Energy
MO	Market Operator
TSO	Transmission System Operator
USAID	United States Agency for International Development

Background and Objectives

USAID's Hydro Power and Energy Planning Project (HPEP) was designed to support the Government of Georgia (GOG) in adopting and implementing the Georgia Electricity Market Model of 2015 (GEMM 2015) and to facilitate establishment of a competitive market by means of introducing electricity trading mechanism (ETM) in Georgia. HPEP has been pursuing this goal through extensive capacity building activities targeted at increasing awareness and capability of Georgian energy sector stakeholders and market players about competitive market models and mechanisms necessary for proper operation of the electricity market to meet the requirements for Georgia to join the EU Energy Community.

Market Operation Working Group Meeting organized by HPEP aimed at increasing awareness and capacity of electricity generators, off-takers, traders, developers, and other market players in:

- Competitive electricity trading;
- Facilitating business-to-business relationships between HPP developers, existing generators and energy off-takers operating in Georgian Electricity Market;
- Exploring technical issues related to competitive electricity trading,
- Current developments towards the new market model,
- HPEP support towards implementing ETM; and,
- Introduction of a day ahead planning and an hourly balancing mechanism.

Attendees

The Market Operation Working Group Meeting was attended by the representatives from the Ministry of Energy, USAID, Market Operator, Georgian State Electricity System, Energo-pro Georgia, Kakheti Distribution System, Telasi, hydropower developers, and electricity generating and selling companies.

The original roster of attendees, with indications of final participation and its translation are attached as Appendix 2.

Themes

The Conference was opened by the Deputy Head of Energy Department of the MoE, Giorgi Shukakidze and USAID's Energy and Infrastructure Advisor, Sukru Bogut. Mr. Shukakidze emphasized importance and meaning of electricity trading mechanism for future development of Georgian electricity market. In his presentation, Mr. Bogut described USAID HPEP's main goal – GEMM 2015 and ETM, and the main tasks of their implementation.

Presentation on Transition to Hourly Balancing Market was made by Giorgi Chikovani, DCoP of HPEP. He explaining in details the stages of transition to the competitive hourly market including: development of a monthly ahead planning (MAP), development of a day ahead planning (DAP), implementation of MAP and DAP for bi-lateral contracting on hourly basis, development of "take or pay" contracting, and introduction of hourly balancing market and settlement system.

For most of the Meeting participants, mainly the electricity generation companies, the topic was new and was followed by numerous thematic questions related to

responsibilities, timing, and other implementation issues of the hourly balancing market.

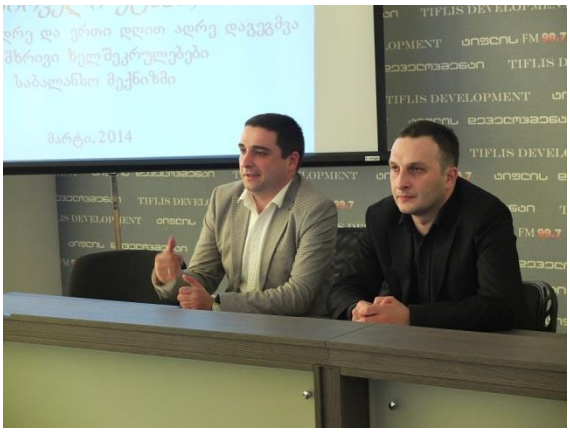
The presentations are attached to the Report as Annex 4.

Next Steps

In conclusion of the Meeting, Jake Delphia, CoP of HPEP, spoke about the further steps and ways of supporting market participants in implementing competitive electricity market mechanisms in Georgia as the market develops and becomes more competitive.

It is important that we build on this event to organize more extensive consultations. As a follow up, market participants were offered to join HPEP's LinkedIn group, and visit Hydropower.ge. In addition, meeting participants were provided access to the internal users' page on Hydropower.ge where all GEMM and ETM related documents are uploaded. It was planned to conduct discussions of a competitive market development issues in details with the interested market participants once a week starting from May, 2014.

Below are the photos of Market Operations Working Group Meeting.



List of annexes

1. Agenda
2. Press release
3. Original roster of attendees and its English version
4. HPEP’s Presentations

– USAID Hydro Power and Energy Planning Project (USAID-HPEP)
– Deloitte Consulting Overseas Projects - HPEP
– Tiflis Business Centre, 13th Floor
– 11 Apakidze Street
– Tbilisi, 0171, Georgia

MARKET OPERATIONS WORKING GROUP MEETING

TIFLIS BUSINESS CENTER
11, APAKIDZE STREET, TBILISI

Agenda

Day - Wednesday, March 19, 2014		
Hour	**Topic, Presenter**	**Duration**
01:30	Registration	30 min
02:00 – 02:10	Opening Speech - Giorgi Shukakidze, Ministry of Energy	10 min
02:10 – 02:20	USAID Support to Implement GEMM 2015 and ETM - Sukru Bogut, USAID	10 min
02:20 – 02:50	GEMM related reforms accomplishment - Irma Kavtaradze, HPEP	30 min
	Coffee Break	30 min
03:20 – 03:40	Way forward ETM, initial results: implementing DAM/MAP, cloud technology models in electricity trading - Giorgi Chikovani, HPEP	20 min
03:40 – 03:50	HPEP future support to market players - Jake Delphia, HPEP	10 min
03:50 – 04:10	**Questions and answers**	20 min

USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | Hydropower Investment Promotion Project (HIPP)

USAID's Hydro Power and Energy Planning Project (HPEP) Meeting of Power Market Players

USAID's Hydro Power and Energy Planning Project (HPEP), implemented by Deloitte Consulting LLP, organized Georgian Power Market Operation Working Group Meeting March 19, 2014 at 2 o'clock in Tbilisi Business Center, Ballroom. The purpose of the event was to:

- support the Government of Georgia in implementing Georgian Electricity Market Model GEMM 20015 and Electricity Trading Mechanism (ETM).
- increase awareness and capacity of electricity generators, off-takers, traders, developers, and other market players in competitive electricity trading,
- explore the technical issues related to competitive electricity trading, current developments towards the new market model, HPEP support towards implementing ETM - introduction of day ahead planning and hourly balancing, and
- facilitate business-to-business relationships between HPP developers, existing generators and energy off-takers operating in Georgian Market.

The Meeting was attended by the representatives of Georgian National Energy Regulatory Commission; Ministry of Energy (MoE), Georgian State Electrosystem; Georgian electricity generation and distribution companies, and traders. The representatives of MoE, USAID and HPEP presented the reform program and accomplishments toward GEMM 2015 and ETM introduction to the power market players, HPEP models elaborated for competitive trading, and offered their support for active involvement of the electricity traders in GEMM 2015 and ETM development issues by providing access to all related materials and data through the project website, www.hydropowe.ge

Irina Iremashvili
Outreach/Communications Manager
USAID HPEP
Tel.: (+99532) 23 45 70/71
E-mail: iiremashvili@dcop-hpep.ge

საქართველოს ენერგეტიკული ბაზრის მონაწილეთა სამუშაო შეხვედრა

2014 წლის 19 მარტს USAID-ის „ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტმა“ გამართა „ბაზრის ოპერირების სამუშაო ჯგუფის შეხვედრა“.

შეხვედრის მიზანი იყო საქართველოს მთავრობის მხარდაჭერა „ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელი 2015-ის“ და კონკურენტული ვაჭრობის მექანიზმის დანერგვაში, ასევე, ელექტროენერგიის მწარმოებელი, მიმღები და გამანაწილებელი კომპანიების, ჰესების დეველოპერებისა და ბაზრის სხვა მონაწილეების ცოდნისა და შესაძლებლობის ამაღლება ელექტროენერგიით კონკურენტული ვაჭრობის სფეროში; მათთვის ვაჭრობის მექანიზმის ტექნიკური საკითხებისა და ახალი ბაზრის მოდელის დანერგვის მიმართულებით ბოლო დროს გადადგმული ნაბიჯებისა და მიღწევების შესახებ ინფორმაციის მიწოდება; და საქმიანი ურთიერთობების ხელშწყობა დეველოპერებს, არსებული ჰესების მმართველებსა და ელექტროენერგიის შემსყიდველებს შორის.

სამუშაო ჯგუფის შეხვედრაში მონაწილეობას იღებდნენ საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროს, სემეკის, ბაზრის ოპერატორის (ყოფილი ესკო), სახელმწიფო ელექტროსისტემის, ამერიკის შეერთებული შტატების საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს, „ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტის“ წარმომადგენლები და საქართველოს ელექტროენერგიის ბაზრის კერძო მოთამაშეები.

ირინა ირემაშვილი
USAID-ის „ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტის“ საოგადოებასთან ურთიერთობის მენეჯერი
iiremashvili@dcop-hpep.ge
ტელ.: (+995 591) 11 09 91

ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტი

USAID ამერიკელი ხალხისგან

დამსწრეთა სია

ღონისძიება	ბაზრის ოპერირების სამუშაო ჯგუფის შეხვედრა	
თარიღი	19.03.14	14:00 სთ

#	სახელი, გვარი	ორგანიზაცია, თანამდებობა	ტელეფონი, ელ-ფოსტა	ხელმოწერა
1	მიხეილ ნიბლაძე	SGI-GEORGIA MANAGING DIRECTOR	mikheil.nibladze@schulzeglobal.com	[signature]
2	ამირან ხანთაძე	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია" [illegible]	amiran.khantadze@energo-pro.ge	[signature]
3	Orumbayev Islambek	KG Energy	orumbayev@gmail.com	[signature]
4	ნინო მაღრაძე	KG Energy	nino.maghradze@kgenergy.ge	[signature]
5	[illegible]	შპს "[illegible]"	592 66 25 66 mkacharava@gmail.com	[signature]
6	მიხეილ თაუბერიძე	სს "სსე"	577 290250 mikheil.tauberidze@sse.com.ge	[signature]
7	K. Sandoshvili	[illegible]		[signature]
8	[illegible]	ენერგო-არაგვი	599 57 35 06 taras@energo-aragvi.ge	[signature]
9	ნუგზარ ბერიძე	სემეკი	nugzar.beridze@gnerc.org	[signature]
10	გიორგი შენგელია	სემეკი	g.shengelia@gnerc.org	[signature]
11	გიორგი გაგნიძე	სს. საქართველოს რკინიგზა [illegible]	591190190 giorgi.gagnidze@railway.ge	[signature]
12	[illegible]	შ.პ.ს [illegible]	551-41-88-41	[signature]
13	[illegible]	ენერგო-პრო	5773503-35	[signature]

USAID
ამერიკელი ხალხისგან

ჰიდროენერგეტიკისა
და ენერგეტიკის
დაგეგმვის პროექტი

14	[illegible]	„[illegible] – [illegible]"	577-350-340	
15	[illegible]	[illegible]	577 350 350	
16	[illegible]	USAID/HPEP	598 404606	
17	[illegible]	[illegible] 2005	577 732778	
18	[illegible]	[illegible]	599412118.	
19	[illegible]	Wings and Freeman Capital LLC	595977787	
20	[illegible]	[illegible]	599717766	
21	[illegible]	[illegible]	599069595	
22	[illegible]	HPEP	599921461	
23	[illegible]	HPEP	577275275	
24	[illegible]	HPEP	591 110951	
25	[illegible]	HPEP	577 130001	
26	[illegible]	HPEP	571 506287	
27	[illegible]	USAID		
28	[illegible]	HPEP	599174488	
29				
30				

List of Participants

N	Name	Contact data
1	Sukru Bogut	Senior Energy Infrastructure Advisor, USAID
2	Giorgi Shukakidze	MoE
3	Nugzar Beridze	GNERC
4	Giorgi Shengelia	GNERC
5	Mikheil Tavberidze	GSE
6	Keti Sandroshvili	MO (ESCO)
7	Mikheil Nibladze	SGI Georgia, Managing Director
8	Amiran Khantadze	G-Power Ltd
9	Orumbaya Islambek	KG Energy Ltd
10	Nino Maghradze	KG Energy Ltd (Bakhvi HPP)
11	Mindia Katcharava	Sulori HPP
12	Taras Nizharadze	Energo-Aragvi Ltd (Aragvi HPP)
13	Giorgi Gagnidze	JS. Georgian Railway
14	Zurab Gordeziani	JS Bank of Georgia
15	Giorgi Sandroshvili	Rustavi HPP LTD
16	Ilia Aroshidze	Vartsikhe HPP LTD
17	Nodar Lekishvili	Khertvisi HPP LTD
18	Karlo Goginava	Wings and Freeman Capital LLC
19	Kakhaber Kentchoshvili	JS Kindsmarauli, (Chala HPP)
20	Paata Tsintsadze	Ltd G-power
21	Nino Orjonikidze	JSC Energo-pro Georgia
22	Irakli Tsagareishvili	JSC Energo-pro Georgia
23	Hamlet Tasanovi	Georgian Manganese Ltd
24	Zviad Gachechiladze	HPEP
25	Marina Kevanishvili	HPEP
26	Irina Iremashvili	HPEP
27	Irma Kavtaradze	HPEP
28	Gvantsa Pochkhua	HPEP

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

USAID -ის ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტი (HPEP)
საქართველოს ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელი 2015 და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

პროექტის ძირითადი მიზნები:

- საქართველოს ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელი 2015 (GEMM 2015) -ით გათვალისწინებული მიზნების მიღწევა
- ახალი, მდინარის მოდინებაზე მომუშავე ჰესების დაფინანსება საპროექტო უზრუნველყოფით
- ელექტროენერგიით ტრანსსასაზღვრო, კონკურენტული ვაჭრობის ხელშეწყობა

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

მთავარი პრობლემები:

- ელექტროენერგიით კონკურენტული ვაჭრობისთვის აუცილებელი იურიდიული და მარეგულირებელი ჩარჩოების არ არსებობა
- ელექტროენერგეტიკული სექტორის ადგილობრივ ორგანიზაციებში კონკურენტული ბაზრისთვის საჭირო გამოცდილებისა და ცოდნის ნაკლებობა
- კონკურენტული ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერირების ინსტრუმენტების არ არსებობა

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

რა არის GEMM 2015 და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი

- GEMM 2015 და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი (ETM) შემუშავებულ იქნა 2011 წელს USAID-ის ჰიდროენერგეტიკაში ინესტიციების ხელშეწყობის პროექტის მიერ
- GEMM 2015 შექმნის საქართველოს ჰიდრორესურსების განვითარებისთვის ხელშემწყობ პირობებს და იმავდროულად დაიცავს ადგილობრივ მომხმარებლებს
- ETM არის საათობრივი ბალანსირებისა და ერთი დღით ადრე დაგეგმვის პროცესი, რომელიც უზრუნველყოფს ელექტროენერგიით ვაჭრობას რეგიონალურ კონკურენტულ ბაზარზე.

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

GEMM 2015

- GEMM 2015 მნიშვნელოვნად შეუწყობს ხელს რეგულირების სტრუქტურის გაძლიერებას

- GEMM 2015 და ETM შესაბამისობაშია ევროკავშირის კონკურენტული ბაზრის პრინციპებთან და ჰარმონიზებული იქნება თურქეთის ელექტროენერგეტიკულ ბაზართან.

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

GEMM 2015 და ETM-ის განხორციელების ძირითადი ამოცანები:

- ETM-ის შემუშავება და დაგეგმვა
- ადგილობრივი ორგანიზაციების პროფესიული შესაძლებლობების ზრდა
- ინსტიტუციონალური განვითარება
- რეგიონალური ბაზრის ანალიზი და საკანონმდებლო ბაზის შექმნა ელექტროენერგიით ვაჭრობისათვის
- არსებული კანონმდებლობის გაუმჯობესება

GEMM 2015 და ETM-ის განხორციელების ძირითადი ამოცანები:

- ელექტროენერგიის ბარზის მარეგულირებელი წესების შემუშავება
- ლიცენზიებისა და ტარიფების შემუშავება ელექტროენერგეტიკული ბაზრისთვის
- ელექტროენერგიის წარმოშობის გარანტიის და სახელმწიფოს მხრიდან სავალდებულო შესყიდვების პროცედურების შემუშავება
- კონტრაქტების სტრუქტურის დახვეწა (ადგილობრივი და ტრანსსასაზღვრო)
- კანონმდებლობის / რეგულაციების ჰარმონიზაცია ტრანსსასაზღვრო დონეზე.

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

კონტაქტი:

შუქრუ ბოგუტი, USAID-ის უფროსი მრჩეველი ენერგეტიკაში

sbogut@usaid.gov

ჯეიკ დელფია, HPEP, პროექტის ხელმძღვანელი

jdelphia@deloitte.com

გიორგი ჩიქოვანი, HPEP, პროქტის ხელმძღვანელის მოადგილე

gchikovani@dcop-hpep.ge

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

USAID Hydro Power and Energy Planning Project (HPEP)
GEMM 2015 and the Electricity Trading Mechanism

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

USAID HYDRO POWER AND ENERGY PLANING PROJECT (HPEP)

Main Goals:

- Accomplishment of tasks outlined in the GEMM 2015
- Financing of the new run-of-river HPP projects through non-recourse (project-based) loans
- Facilitate cross-border, competitive clean energy trading

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

USAID HYDRO POWER AND ENERGY PLANING PROJECT (HPEP)

Main Obstacles:

- Insufficient legal and regulatory framework in Georgia for a competitive electricity market
- Low capacity in the electricity sector institutions to plan and implement a competitive electricity market
- Lack of tools to operate a competitive electricity market

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

WHAT ARE GEMM 2015 AND THE ETM

- Georgian Electricity Market Model (GEMM) 2015 and Electricity Trading Mechanism (ETM) were developed by USAID HIPP in 2011.
- GEMM 2015 will create an enabling environment for development of Georgian hydro resources and at the same time protect domestic tariff costumers.
- The ETM is an hourly balancing and day ahead process that will enable electricity trading on the regional competitive power market.

GEMM 2015

- GEMM 2015 will greatly enhance the regulatory support framework
- GEMM 2015 and the ETM are in line with EU competitive market principles, and will be harmonized with the Turkish power market

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

MAIN TASKS OF GEMM 2015 AND ETM IMPLEMENTATION ARE:

- Design and planning of the ETM
- Capacity building
- Institutional development
- Regional Market analysis and legislative basis for Electricity Trading
- Development of Primary Legislative improvements

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

MAIN TASKS OF GEMM 2015 AND ETM IMPLEMENTATION ARE:

- Development of Electricity Market Regulations
- Licensing and tariffs development for the electricity market
- Development of guarantee of origin and PSO procedures
- Contractual framework development (domestic and cross border)
- Cross border harmonization of legislation/regulations

USAID | GEORGIA
FROM THE AMERICAN PEOPLE

Contact:

Sukru Bogut, Senior Energy Advisor, USAID
sbogut@usaid.gov

Michael Jake Delphia, Chief of Party, HPEP
jdelphia@deloitte.com

Giorgi Chikovani, Deputy Chief of Party, HPEP
gchikovani@dcop-hpep.ge

USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

ბაზრის ოპერირების სამუშაო ჯგუფის შეხვედრა

ჯეიკ დელფია

ოთხშაბათი, 19 მარტი

პროექტის წინსვლა

USAID-ის „ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტი“ (ასევე, მისი შემდგომი სხვა პროექტები):

- გააგრძელებს „საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი 2015“-ის განხორციელებას და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმის დანერგვის ხელშეწყობას.
- ხელს შეუწყობს ბაზრის მონაწილეებს კონკურენტული ბაზრის განვითარების მოთხოვნების შესაბამისად.

„ჰიდროგენერაციისა და ენერგეტიკის დაგეგმვის პროექტი“ახორციელებს ტექნიკურ დახმარებას კონკურენტული ვაჭრობისთვის საჭირო შემდეგი ძირითადი კომპონენტების დასამკვიდრებლად:

- ერთი დღით ადრე დაგეგმვა
- ორმხრივი ყოველდღიური კონტრაქტები (take or pay)
- საბალანსო ბაზარი
- საფასო კვანძი თურქეთის ელექტროენერგიის ბაზარზე
- ერთი დღით ადრე ბაზარი
- შიდა დღის ბაზარი
- აუქციონი (Implicit auction) თურქეთის საზღვართან
- ფორვარდების, ფიუჩერსებისა და ოფციონების ბაზრები

საკონტაქტო ინფორმაცია

- დაინტერესების შემთხვევაში, დამატებითი ინფორმაციის მისაღებად, გვეწვიეთ შემდეგ მისამართზე: www.hydropower.ge,

  User (მომხმარებელი): Market Player;

  Password (პაროლი): 1234567

- ან, შემოგვიერთდით ლინკდინის ბიზნეს გვერდზე.

საკონტაქტო პირი:
სოფიო ხუჯაძე, HPEP
skhujadze@dcop-hpep.ge, +995(593) 46 77 70

USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

საათობრივ ბაზარზე გადასვლა
(პირველი ეტაპი)

ერთი თვით ადრე და ერთი დღით ადრე დაგეგმვა
ორმხრივი ხელშეკრულებები
საბალანსო მექნიზმი

მარტი, 2014

ბაზრის შემდგომი განვითარების ეტაპები

1. ერთი დღით ადრე პროგნოზი
2. ერთი დღით ადრე დაგეგმვა (DAP)
3. საბალანსო ბაზარი (შეზღუდული ფასებით) და საკლირინგო მექანიზმი
4. საფასო ზონა თურქულ ერთი დღით ადრე ბაზარზე (EPIAS DAM)
5. საბალანსო ბაზარი (შეუზღუდავი ფასებით)
6. ერთი დღით ადრე ბაზარი (Georgia DAM)
7. სხვა დამატებითი სერვისები (ფორვარდები, ფიუჩერსები, ოპციები, მეორადი ბაზარი,სხვა

ძირითადი საკითხები

1. ბაზრის განვითარების ყველა ეტაპი (დაგეგმვა-ანგარიშსწორება) ითვალისწინებს საათობრივ მიდგომას
2. რეჟიმული დაგეგმვა დაფუძნებულია მომხმარებლის მოთხოვნაზე.
3. საათობრივი დაგეგმისთვის განიხილება კომბინირებული მიდგომა – ისტორიული მონაცემები საწარმოების უმრავლესობისთვის და პროგრამული უზრუნველყოფა რეგულირებადი გენერატორებისთვის.
4. საათობრივი ორმხირივი კონტრაქტები, პრინციპით – “take or pay”
5. საბალანსო ბაზრის პირველი ეტაპი წარმოადგენს “გადახრების ბაზარს” (ფასების შეთავაზების გარეშე) – სხვაობა ფაქტიური რეჟიმსა და დაკონტრქტებული მოცულობას შორის
6. პირველი ეტაპისთვის შემუშავებულია პროგრამული უზრუნველყოფა და MAP/DAP მოდელი

შემდგომი ნაბიჯები

1

- ერთი თვით ადრე დაგეგმვის გაცნობა ბაზრის ყველა მონაწილესთივს (MAP)
- ერთი დღით ადრე დაგეგმვის გაცნობა ბაზრის ყველა მონაწილესთივს (DAP)

2

- MAP/DAPის დანერგვა, საათობრივი ხელშეკრულებები
- “Take or Pay" ტიპის კონტრაქტების დანერგვა

3

- საათობრივი საბალანსო ბაზრის და ანგარიშსწორების სისტემის დანერგვა

MAP/DAP მეთოდოლოგია

1 Analysis of historical metering data → **2** Typical days selection → **3** Market participants selection for MAP-methodology using based on hourly shapes by seasons

List of participants (off-takers, part of generators)

Initial studies before planning

Month Ahead Planning

4 MAP calculations for selected market participants

- Forms of load shapes by types of days
- Daily coefficients for typical days
- Weekly coefficients
- Hourly planning coefficients for a planning month, where Kh is the appropriate above coefficients product
- Hourly capacities for the planning month

$$K_{ti} = \frac{\sum_{j=1}^{n} E_{ij}}{\sum_{j=1}^{n} E_j}$$

$$K_t = \frac{\sum_{j=1}^{m} E_j / m}{\sum_{j=1}^{n} E_j / n}$$

$$K_l = \frac{\sum_{j=1}^{a} E_{jl} / a}{\sum_{j=1}^{b} E_{jl} / b}$$

$$A_h = \frac{K_h}{\sum_{h=1}^{d} K_h}$$

*Ch = Ah * Emonth*

4' Generators are not necessarily included in the balance → *Fixed hourly shapes* → **5** GTMax calculations for month by weeks (regulated generators are modeled in GTMax environment)

4'' Generators are required to be included in the balance → *Hourly shapes* → *Domestic consumption – sum of net generation of these generators* → *Fixed hourly shapes* → **5** GTMax calculations for month by weeks (regulated generators are modeled in GTMax environment)

4''' Off-takers → *Hourly shapes* → *Domestic consumption – sum of net generation of these generators*

5 GTMax calculations for month by weeks (regulated generators are modeled in GTMax environment) → *Calculated hourly shapes of generators* → **6** Bi-lateral contracts for a planning month

4''' Off-takers → *Hourly shapes of consumers* → **6** Bi-lateral contracts for a planning month

Day Ahead Planning

7 Day Ahead Planning *(MAP adjustments for planning day)* → ***7' as 4', 7'' as 4'', 7''' as 4'''*** → **8** GTMax calculations for week *(DAP including planning day + MAP for remain days)*

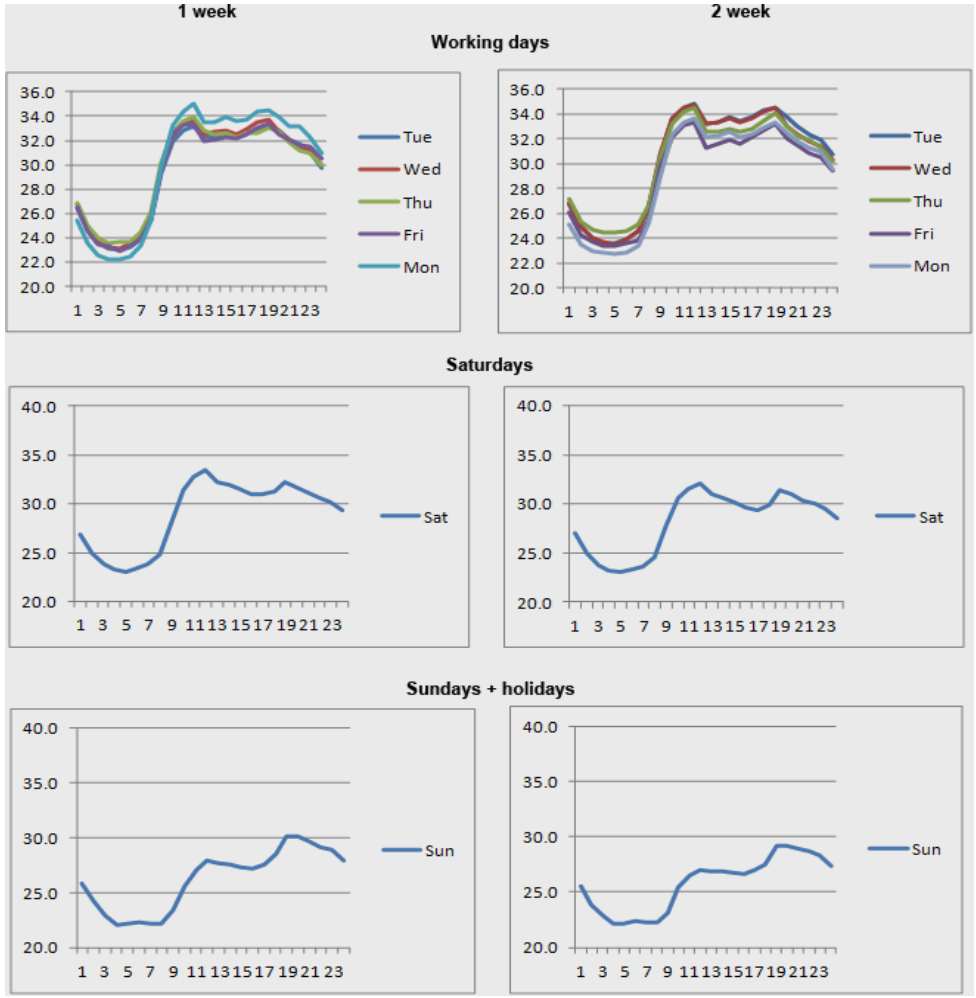
9 Daily agreements (bi-lateral contracts for a planning day)

MAP/DAP მოდელი (ისტორიული მონაცემები)

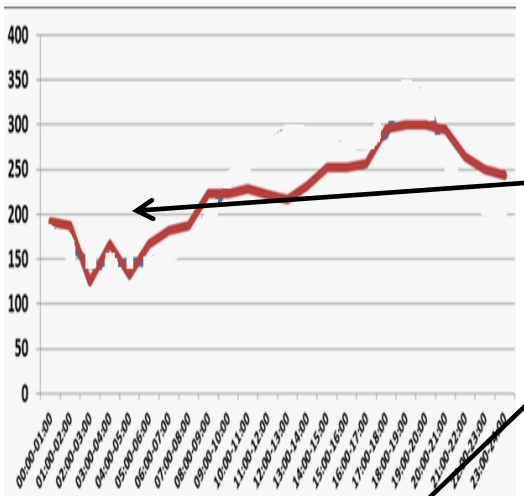
ისტორიული საათობრივი ინფორმაციისთვის მრიცხველით აღრიცხული მონაცემები შეიძლება იქნეს გამოყენებული, მიუხედვად იმისა, რომ არსებული მონაცემები ხშირად არ არის ზუსტი

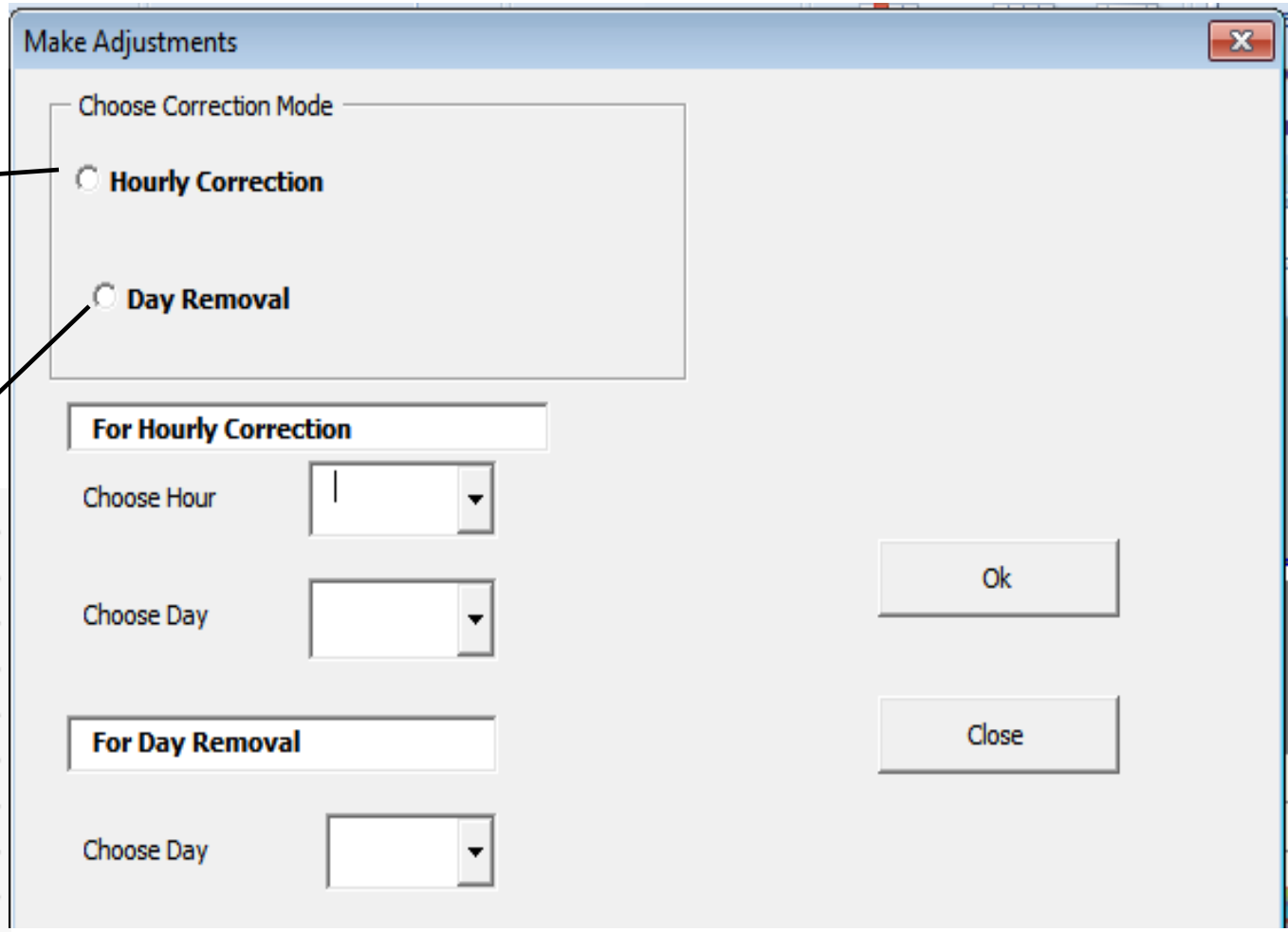
Day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Weeks	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Typical Days	1	1	1	1	2	3	1	1	1	1
00:00-01:00	26.5	26.7	26.9	26.5	26.9	25.9	25.4	26.8	26.8	27.2
01:00-02:00	24.6	24.7	25.0	24.6	25.0	24.2	23.6	24.9	24.9	25.3
02:00-03:00	23.5	23.7	23.9	23.4	23.8	22.9	22.6	23.9	24.0	24.6
03:00-04:00	23.1	23.3	23.5	23.3	23.3	22.1	22.2	23.6	23.7	24.4
04:00-05:00	23.0	23.1	23.7	22.9	23.1	22.1	22.2	23.6	23.5	24.5
05:00-06:00	23.2	23.5	23.7	23.3	23.5	22.3	22.4	23.9	24.0	24.6
06:00-07:00	23.9	24.2	24.4	23.9	23.8	22.2	23.3	24.5	24.5	25.1
07:00-08:00	25.4	25.6	26.1	25.5	24.7	22.2	25.4	26.4	26.5	26.6
08:00-09:00	29.3	29.7	30.1	29.6	28.1	23.4	29.9	30.6	30.9	30.5
09:00-10:00	31.9	32.4	32.7	32.6	31.5	25.6	33.2	33.7	33.6	33.3
10:00-11:00	32.8	33.3	33.6	33.3	32.8	27.0	34.4	34.5	34.5	34.2
11:00-12:00	33.2	33.7	34.0	33.4	33.4	27.9	35.0	34.8	34.8	34.5
12:00-13:00	32.2	32.5	32.8	32.0	32.2	27.7	33.5	33.2	33.2	32.5
13:00-14:00	32.3	32.7	32.4	32.1	32.0	27.5	33.4	33.3	33.3	32.6
14:00-15:00	32.6	32.9	32.6	32.3	31.5	27.3	33.9	33.7	33.7	32.8
15:00-16:00	32.4	32.6	32.2	32.2	31.0	27.2	33.6	33.5	33.4	32.6
16:00-17:00	32.6	32.9	32.6	32.5	31.0	27.5	33.7	33.8	33.7	32.8
17:00-18:00	33.0	33.5	32.6	33.0	31.2	28.5	34.3	34.3	34.1	33.4
18:00-19:00	33.2	33.7	33.1	33.4	32.2	30.1	34.5	34.5	34.5	34.1
19:00-20:00	32.9	32.8	32.7	32.5	31.7	30.1	33.9	33.8	33.0	33.0
20:00-21:00	32.1	32.1	31.8	32.1	31.1	29.6	33.2	33.0	32.4	32.3
21:00-22:00	31.7	31.5	31.2	31.6	30.6	29.2	33.2	32.3	31.8	31.9
22:00-23:00	31.0	31.1	30.9	31.5	30.2	28.9	32.3	31.9	31.3	31.3
23:00-24:00	29.7	30.0	30.0	30.5	29.3	27.9	31.0	30.7	30.3	30.2
Daily volume in MWh	706.1	712.1	712.5	708.0	694.0	629.3	720.2	729.3	726.2	724.2

MAP/DAP მოდელი. ისტორიული მონაცემების განცალკევება ტიპიური დღეების მიხედვით.

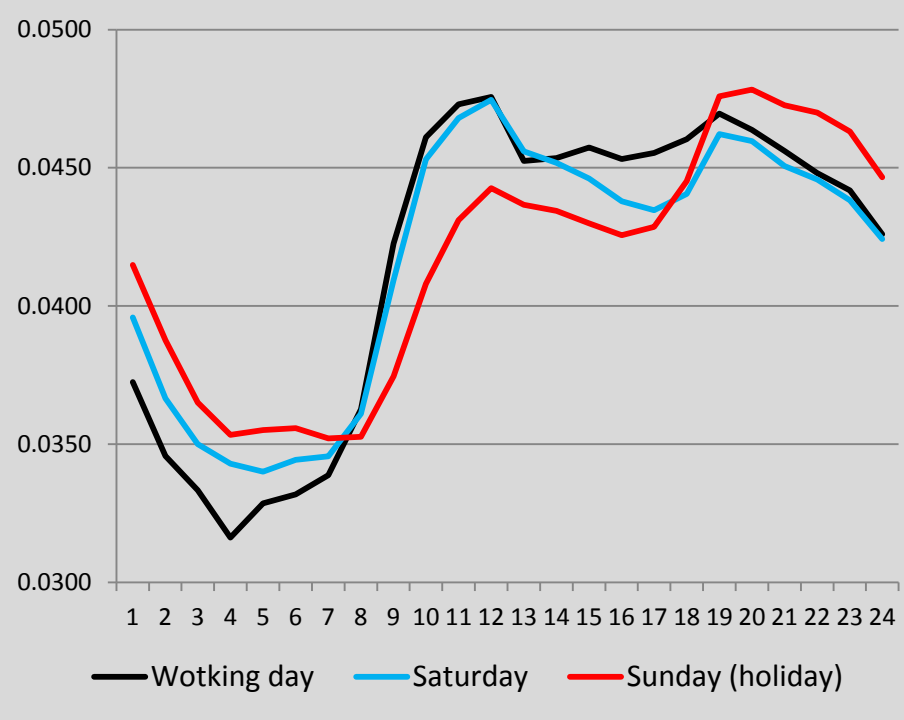


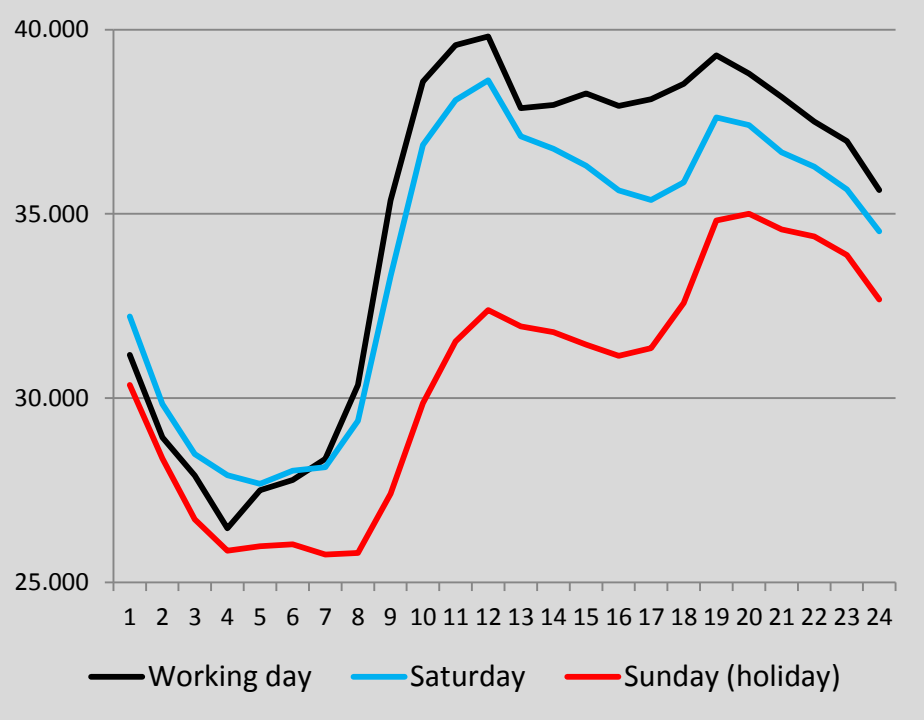
MAP/DAP მოდელი (ისტორიული მონაცემების გაფილტვრა)





MAP/DAP მოდელი (საათობრივი დატვირთვის მრუდი)





საათობრივი კოეფიციენტები

$\sum K_{w\,h} = \sum K_{sat\,h} = \sum K_{sun\,h} = 1$

დღიური კოეფიციენტები

$K_w = 1 \quad K_{sat} = 0.9724 \quad K_{sun} = 0.8743$

კვირის კკოეფიციენტები

$K_1 \neq K_2 \neq K_3 \neq K_4 \neq K_5$

ერთი თვით ადრე დაგეგმვის შედეგები

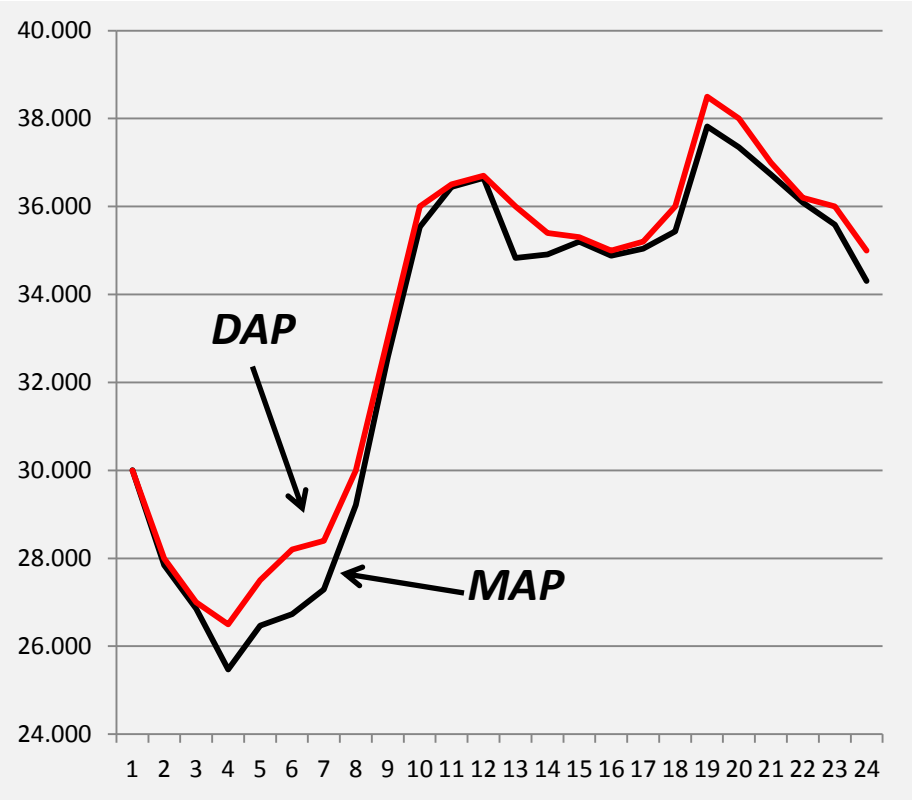
TIME/DATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
00:00-01:00	30.007	30.007	31.010	29.216	30.007	30.007	30.007	32.084	32.084	33.156	31.238	32.084	32.084	32.084	31.281
01:00-02:00	27.849	27.849	28.717	27.300	27.849	27.849	27.849	29.776	29.776	30.705	29.190	29.776	29.776	29.776	29.031
02:00-03:00	26.907	26.907	27.416	25.713	26.907	26.907	26.907	28.769	28.769	29.313	27.493	28.769	28.769	28.769	28.049
03:00-04:00	25.476	25.476	26.866	24.890	25.476	25.476	25.476	27.239	27.239	28.726	26.612	27.239	27.239	27.239	26.557
04:00-05:00	26.471	26.471	26.636	25.010	26.471	26.471	26.471	28.303	28.303	28.480	26.741	28.303	28.303	28.303	27.595
05:00-06:00	26.737	26.737	26.976	25.056	26.737	26.737	26.737	28.587	28.587	28.843	26.790	28.587	28.587	28.587	27.872
06:00-07:00	27.270	27.270	27.071	24.795	27.270	27.270	27.270	29.157	29.157	28.945	26.511	29.157	29.157	29.157	28.427
07:00-08:00	29.217	29.217	28.282	24.835	29.217	29.217	29.217	31.238	31.238	30.239	26.554	31.238	31.238	31.238	30.457
08:00-09:00	32.580	32.580	32.064	26.378	32.580	32.580	32.580	34.835	34.835	34.283	28.203	34.835	34.835	34.835	33.963
09:00-10:00	35.544	35.544	35.486	28.740	35.544	35.544	35.544	38.004	38.004	37.941	30.729	38.004	38.004	38.004	37.053
10:00-11:00	36.455	36.455	36.654	30.357	36.455	36.455	36.455	38.977	38.977	39.191	32.458	38.977	38.977	38.977	38.002
11:00-12:00	36.656	36.656	37.174	31.173	36.656	36.656	36.656	39.192	39.192	39.746	33.330	39.192	39.192	39.192	38.211
12:00-13:00	34.834	34.834	35.714	30.745	34.834	34.834	34.834	37.245	37.245	38.186	32.873	37.245	37.245	37.245	36.313
13:00-14:00	34.917	34.917	35.383	30.597	34.917	34.917	34.917	37.333	37.333	37.832	32.714	37.333	37.333	37.333	36.399
14:00-15:00	35.205	35.205	34.944	30.276	35.205	35.205	35.205	37.642	37.642	37.362	32.371	37.642	37.642	37.642	36.700
15:00-16:00	34.884	34.884	34.302	29.979	34.884	34.884	34.884	37.298	37.298	36.676	32.053	37.298	37.298	37.298	36.365
16:00-17:00	35.048	35.048	34.047	30.185	35.048	35.048	35.048	37.474	37.474	36.403	32.274	37.474	37.474	37.474	36.536
17:00-18:00	35.437	35.437	34.510	31.355	35.437	35.437	35.437	37.889	37.889	36.898	33.525	37.889	37.889	37.889	36.941
18:00-19:00	37.827	37.827	36.206	33.516	37.827	37.827	37.827	40.445	40.445	38.711	35.835	40.445	40.445	40.445	39.433
19:00-20:00	37.353	37.353	36.002	33.687	37.353	37.353	37.353	39.938	39.938	38.494	36.018	39.938	39.938	39.938	38.939
20:00-21:00	36.736	36.736	35.297	33.282	36.736	36.736	36.736	39.278	39.278	37.740	35.585	39.278	39.278	39.278	38.295
21:00-22:00	36.095	36.095	34.918	33.094	36.095	36.095	36.095	38.593	38.593	37.334	35.384	38.593	38.593	38.593	37.627
22:00-23:00	35.591	35.591	34.329	32.612	35.591	35.591	35.591	38.054	38.054	36.704	34.869	38.054	38.054	38.054	37.101
23:00-24:00	34.310	34.310	33.230	31.451	34.310	34.310	34.310	36.685	36.685	35.529	33.628	36.685	36.685	36.685	35.767
Daily volume in MWh	**789.405**	**789.405**	**783.236**	**704.243**	**789.405**	**789.405**	**789.405**	**844.035**	**844.035**	**837.438**	**752.979**	**844.035**	**844.035**	**844.035**	**822.915**

ერთი დღით ადრე დაგეგმვის შედეგები

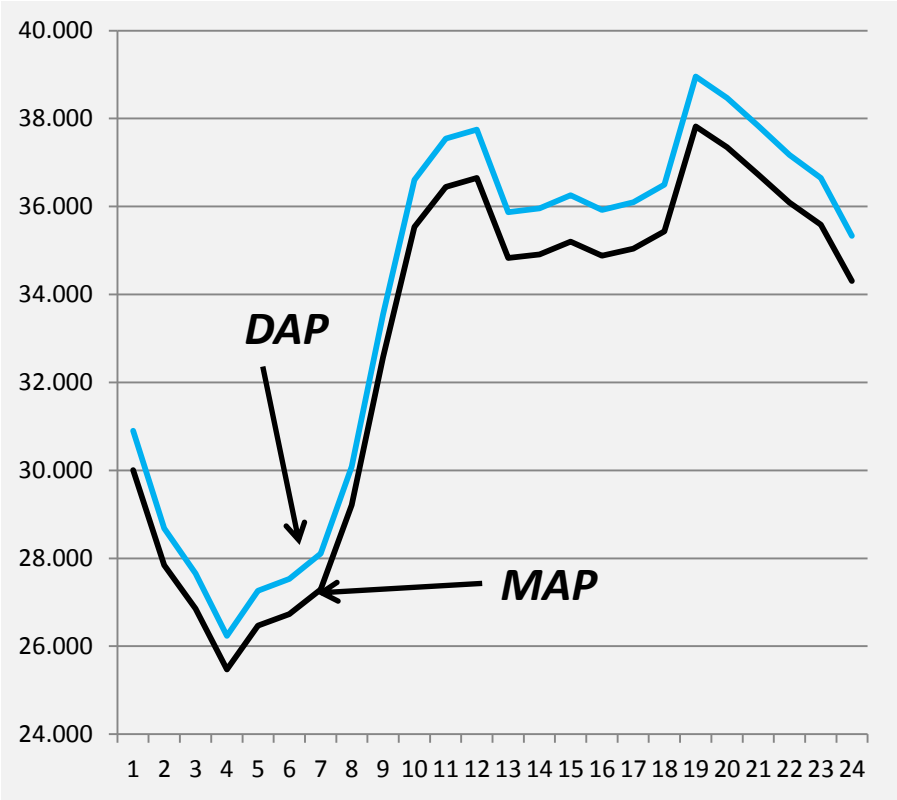
DAP პრაქტიკულად MAP-ის კორექტირებაა მოცემული დღისთვის.

არსებობს ორი სახის კორექტირება:

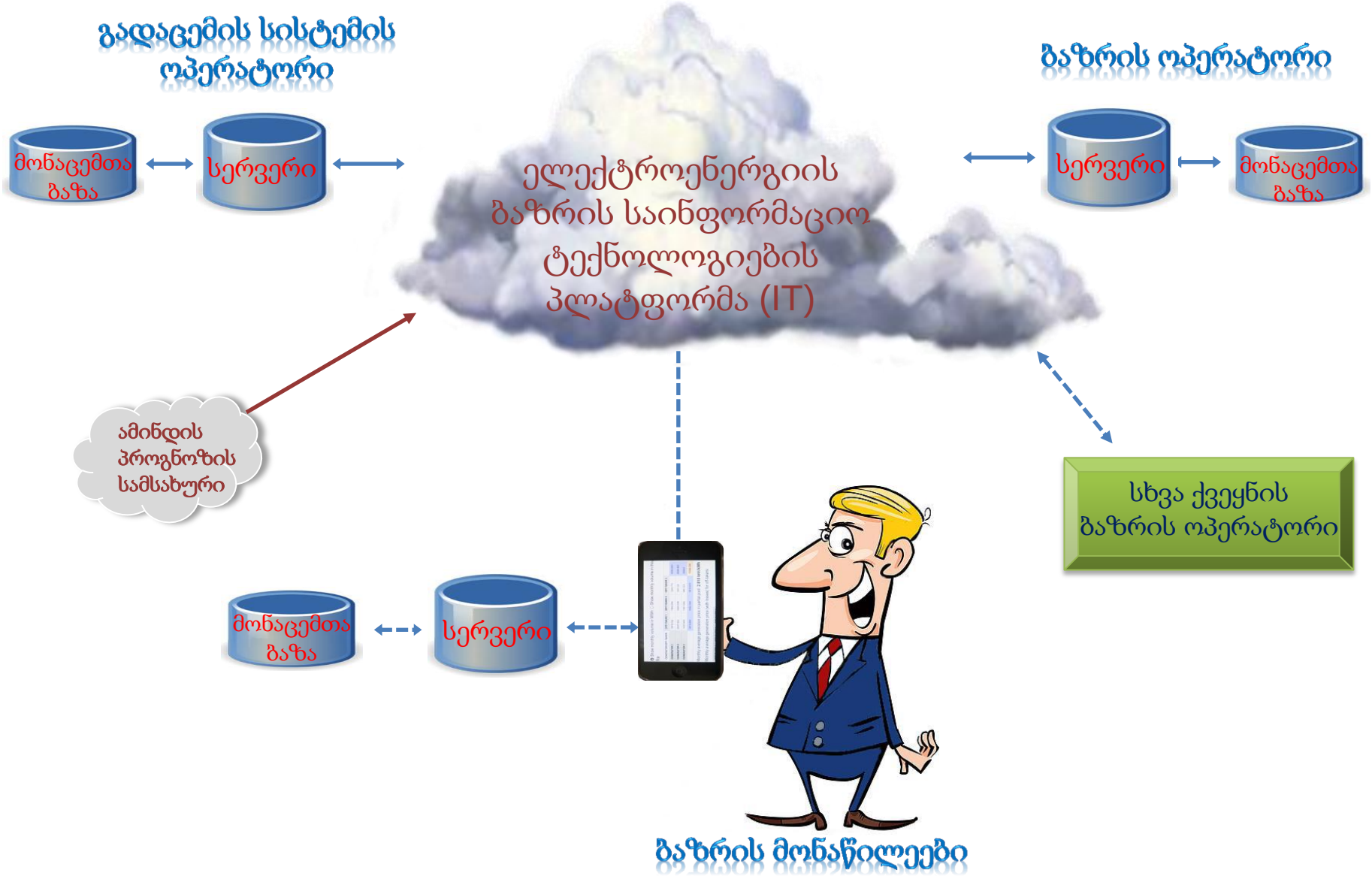
საათობრივი (მრუდის ცვლილება)



დღიური მოცულობა (მრუდის ფორმა უცვლელია)

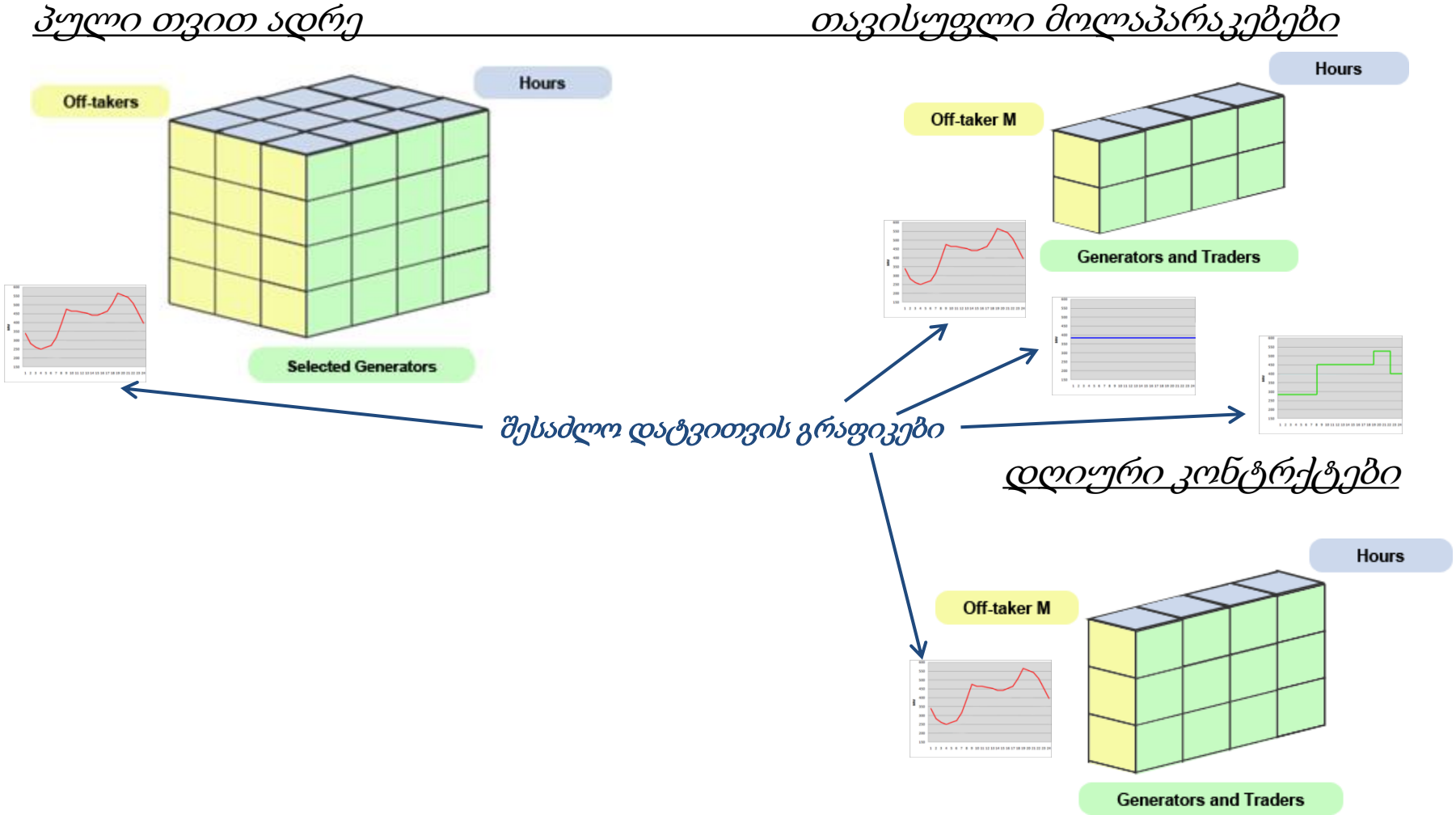


USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

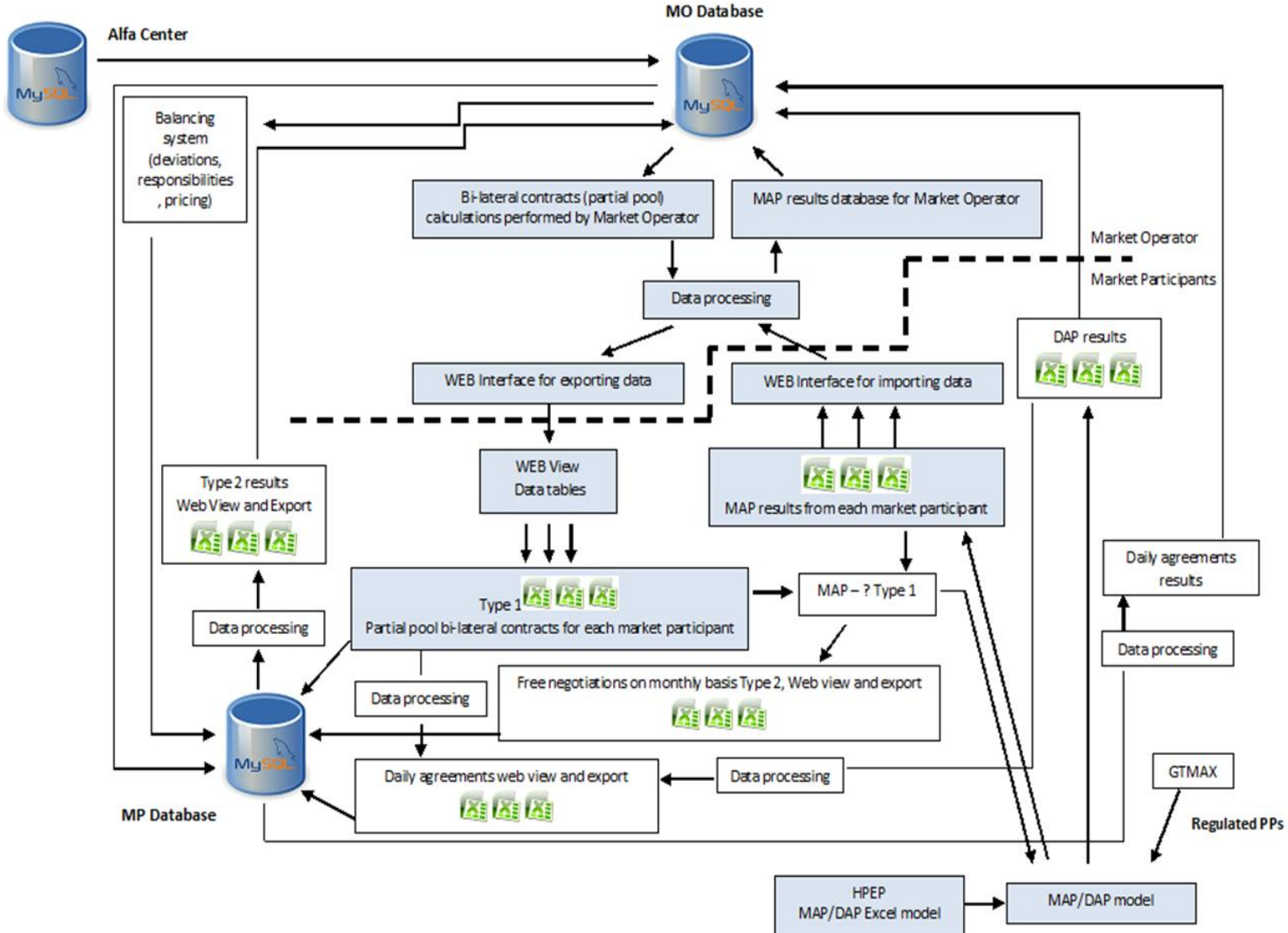


ორმხრივი კონტრქტების ტიპები

შემოთავაზებულია 3 ტიპის საათობრივი კონტრაქტები "take or pay" პრინციპით



ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამის სტრუქტურა



ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამა

Participants list

ID	NAME	TYPE	ACTIONS
5	Generator 2	Generator	Edit
6	Generator 3	Generator	Edit
1	Off-taker 1	Off-taker	Edit
4	Generator 1	Generator	Edit
2	Off-taker 2	Off-taker	Edit
3	Off-taker 3	Off-taker	Edit

Generators prices

Year: 2014 Month: January Show

GENERATOR	PRICE (TETRI/KWH)
Generator 1	3
Generator 2	2
Generator 3	4

Save changes

Average market loss percentage

Year: 2014 Show

MONTH	LOSS(%)
January	2
February	2
March	2

ნაწილობრივი პულის მიზანია ადგილობრივი მომხარებლის დაცვა ფასების მკვეთრი ზრდისაგან

Step 1: select the year and month

Year: 2014 Month: January

Step 2: select generators and participation share

	GENERATOR NAME	PARTICIPATION SHARE	MAP RESULTS
☑	Generator 1	0.5	+
☑	Generator 2	1	+
☑	Generator 3	1	+

ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამა

Step 3: select off-takers and participation priority

	MAP RESULTS FOR OFF-TAKERS		
	+	+	+
GENERATORS/OFF-TAKERS	☑ OFF-TAKER 1 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 2 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 3 PRIORITY
GENERATOR 1	1	1	1
GENERATOR 2	1	1	1
GENERATOR 3	1	1	1

ელ. ენერგიის შესყიდვა ხდება გენერატორის სალტეზე

დანაკარები თითოეული ბაზრის მონაწილესათვის - სისტემის საშუალო თვიური პროცენტი

Monthly volumes of partial pool

January/2014

Show monthly volume in MWh Show monthly volume in thousand GEL Download excel file

GENERATOR/OFF-TAKER	OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3	
GENERATOR 1	1874.034	1900.255	1225.714	5000.003
GENERATOR 2	2507.355	2550.548	1641.58	6699.483
GENERATOR 3	1437.909	1481.565	949.325	3868.8
	5819.298	5932.368	3816.619	15568.286

Monthly average generation price in partial pool: **2.818 tetri/kWh**

Monthly average generation price (with losses) for off-takers:

OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3
2.816	2.82	2.819

- *ფასები თითეული მომხარებლისთვის თანაბარია თითეულ საათში*
- *ფასებში ცვლილება გამოწვეულია მხოლოდ საათობრივი მოხმარების სტრუქტურის გამო*

ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამა

Daily and hourely volumes of partial pool for selected market participant

Year: 2014 | Month: January | Participant: Off-taker 2 | Show

Show daily volume in MWh | Show daily volume in thousand GEL | Download excel file

PARTICIPANT/DAY	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GENERATOR 1	69.299	69.299	67.417	60.735	69.299	69.299	69.299	69.222	69.222	67.
GENERATOR 2	67.317	67.317	65.609	59.604	67.317	67.317	67.317	67.245	67.245	65.
GENERATOR 3	55.117	55.117	55.074	55.167	55.117	55.117	55.117	55.119	55.119	55.
	191.733	191.733	188.1	175.506	191.733	191.733	191.733	191.587	191.587	187

For viewing of some contract click on the participant's name.

მოცემული მომხარებლის დღიური მოცულობები გენერატორების მიხედვით

Contract "Off-taker 2" with "Generator 2"

Show hourly volume in MWh | Show hourly volume in thousand GEL | Download excel file

HOURE/DAY	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
00:00-01:00	2.929	2.929	3.004	2.87	2.929	2.929	2.929	2.926	2.926	3.002	2.867
01:00-02:00	2.768	2.768	2.832	2.727	2.768	2.768	2.768	2.765	2.765	2.83	2.724
02:00-03:00	2.694	2.694	2.735	2.609	2.694	2.694	2.694	2.691	2.691	2.733	2.606
03:00-04:00	2.591	2.591	2.695	2.548	2.591	2.591	2.591	2.589	2.589	2.692	2.546
04:00-05:00	2.665	2.665	2.677	2.556	2.665	2.665	2.665	2.663	2.663	2.675	2.554
05:00-06:00	2.685	2.685	2.703	2.56	2.685	2.685	2.685	2.682	2.682	2.7	2.558
06:00-07:00	2.726	2.726	2.71	2.541	2.726	2.726	2.726	2.724	2.724	2.707	2.539
07:00-08:00	2.87	2.87	2.8	2.544	2.87	2.87	2.87	2.867	2.867	2.798	2.542
08:00-09:00	2.623	2.623	2.472	2.037	2.623	2.623	2.623	2.62	2.62	2.469	2.035
09:00-10:00	2.984	2.984	2.858	2.343	2.984	2.984	2.984	2.981	2.981	2.855	2.34

თვიური საათობრივი მონაცემები მომხმარელსა და გენერატორს შორის

საბალანსო ბაზარი

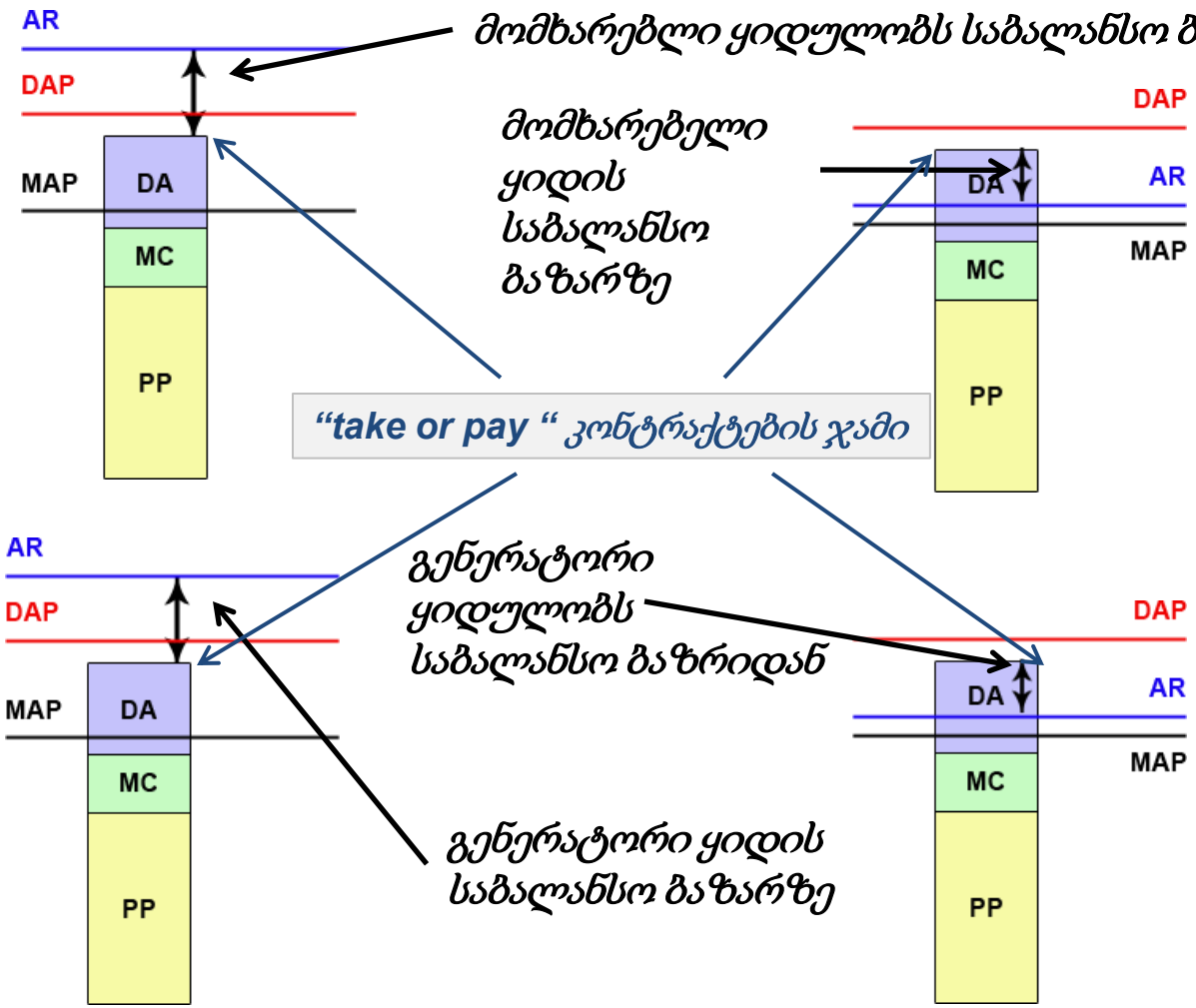
საათობრივი საბალანსო მოცულებები = ფაქტობრივი რეჟიმი - ჯამური ორმხივი კონტრაქტების მოცულობა ყოველ საათში

იმის მიხედვით თუ დადებითი ან უარყოფითია გადახრა მყიდველი შეიძლება იყოს გამყიდველი და პირიქით

ამ ეტაპზე განაცხადები მოცემულია ფიქსირებული ტარიფებით, ფასების მკვეთრი ზრდის თავიდან ასაცილებლად

შეთავაზებების საფასო სისტემის დასანერგად საჭიროა დამატებითი სამუშაოების ჩატარება, სიმულაციები, შედეგების ანალიზი და ა.შ.

საბალანსო ბაზარი ერთი საათის ჭრილში



MAP – თვით ადრე

DAP – დღით ადრე

AR – ფაქტიური რეჟიმი

PP – ნაწილობრივი პული

MC – თვიური კონტრაქტები

DA – დღიური კონტრაქტები

შემდეგი ნაბიჯები

1. MAP/DAP მოდელზე ტრეინინგების ჩატარება კვალიფიცური საწარმოებისთვის;

2. დახმარების გაწევა MAP/DAP-ის და ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამის დანერგვისას;

3. ორმხრივი კონტრაქტების პროგრამის გაფართოება

4. საბალანსო ბაზრის კონცეფციის შემუშავება

5. ენერგეტიკის სამინისტროსთან, სსე-სთან და ესკო-სთან ერთად სამოქმედო გეგმის შემუშავება

6. საათობრივი ბაზრის ფუნქციონირებისთვის პროცედურების შემუშავება

7.სიმულაციების ჩატარება

გმადლობთ ყურადღებისთვის!!!

USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

TRANSITION TO HOURLY MARKET

(Stage 1)

Month and Day Ahead Planning
Bi-lateral contracts
Balancing mechanism

February, 2014

Implementing Competitive Markets

- Task 1 - Day ahead scheduling
- Task 2 - Day ahead planning
- Task 3 - Balancing Market (with restricted prices) and clearing mechanism
- Task 4 - Price zone on EPIAS' DAM
- Task 5 - Balancing market (with unrestricted prices)
- Task 6 - Georgia DAM
- Task 7 – Other Market Services Added (Forwards, futures, options, OTC trading, and so on)

Key issues of the proposed approach

1. All tasks related to the transition to the new market (from planning to settlement) are solved on an hourly basis.

2. Scheduled regimes in the market are determined on the basis of off-takers' offers.

3. Combined approach to hourly planning based on historical metering data (Excel model is developed) for major part of MPs and the use of GTMax for regulated power plants is proposed.

4. Hourly bi-lateral contracts (3 types – partial pool and free negotiations on a monthly basis and daily agreements) that act without adjustments ("take or pay" principle) are proposed.

5. Balancing market for Stage 1 is the deviations market (without bids); capacity deviations for each hour are determined as value of actual regime minus sum of capacities of bi-lateral contracts . Pricing must consider the value and the sign of deviation and the responsibilities.

6. Automated system for Stage 1 is proposed (MAP/DAP and partial pool software is developed).

Phases for Stage 1 implementation

Phase 1

- Development of “Monthly Ahead Planning” system for all market participants
- Development of “Day Ahead Planning” systems for all market participants

Phase 2

- Implementation of MAP and DAP for bi-lateral contracting on hourly basis
- Development of "take or pay" contracting

Phase 3

- Development and introduction of hourly balancing market and settlement system

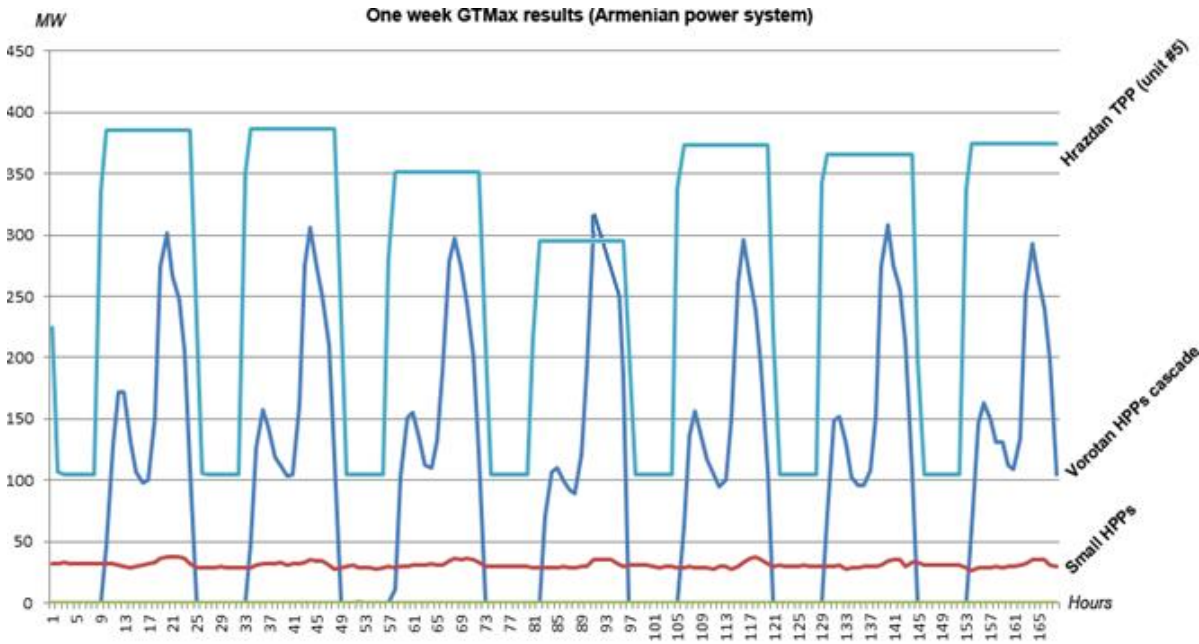
MAP/DAP methodology

Proposed methodology is based on combined approach of developed model (within HPEP) for hourly planning for the main part of market participants and use of GTMax for regulated power plants (USEA has performed works to implement it in Georgia).

Developed Excel model can be used for all off-takers, medium and small HPPs and TPPs with limited regulation.

GTMax is used for regulated power plants only.

Note, that in GTMax an hourly consumption is an input data and is determined by the Excel Model above.



GTMax with simplifications (main part of generators is modeled as fixed load shapes) can be used effectively for hourly planning.

MAP/DAP proposed methodology

Initial studies before planning

1 Analysis of historical metering data

2 Typical days selection

3 Market participants selection for MAP-methodology using based on hourly shapes by seasons

List of participants (off-takers, part of generators)

Month Ahead Planning

4 MAP calculations for selected market participants

- Forms of load shapes by types of days
- Daily coefficients for typical days
- Weekly coefficients
- Hourly planning coefficients for a planning month, where Kh is the appropriate above coefficients product
- Hourly capacities for the planning month

$$K_{ti} = \frac{\sum_{j=1}^{n} E_{ij}}{\sum_{j=1}^{n} E_j}$$

$$K_t = \frac{\sum_{j=1}^{m} E_j / m}{\sum_{j=1}^{n} E_j / n}$$

$$K_l = \frac{\sum_{j=1}^{a} E_{jl} / a}{\sum_{j=1}^{b} E_{jl} / b}$$

$$A_h = \frac{K_h}{\sum_{h=1}^{d} K_h}$$

*Ch = Ah * Emonth*

4' Generators are not necessarily included in the balance

Fixed hourly shapes

4'' Generators are required to be included in the balance

Hourly shapes

Fixed hourly shapes

5 GTMax calculations for month by weeks (regulated generators are modeled in GTMax environment)

Domestic consumption – sum of net generation of these generators

Hourly shapes

4''' Off-takers

Calculated hourly shapes of generators

6 Bi-lateral contracts for a planning month

Hourly shapes of consumers

Day Ahead Planning

7 Day Ahead Planning
(MAP adjustments for planning day)

7' as 4' , 7'' as 4'' , 7''' as 4'''

8 GTMax calculations for week
(DAP including planning day + MAP for remain days)

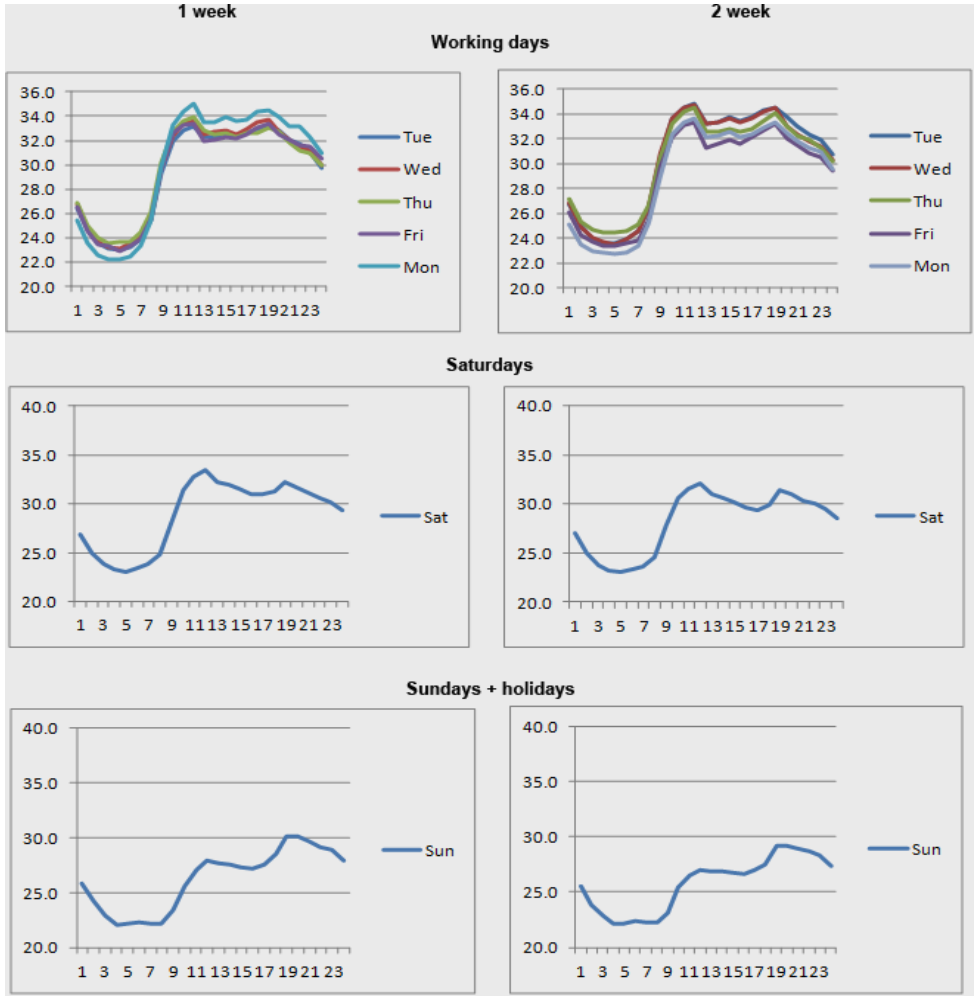
9 Daily agreements (bi-lateral contracts for a planning day)

MAP/DAP model (Historical data)

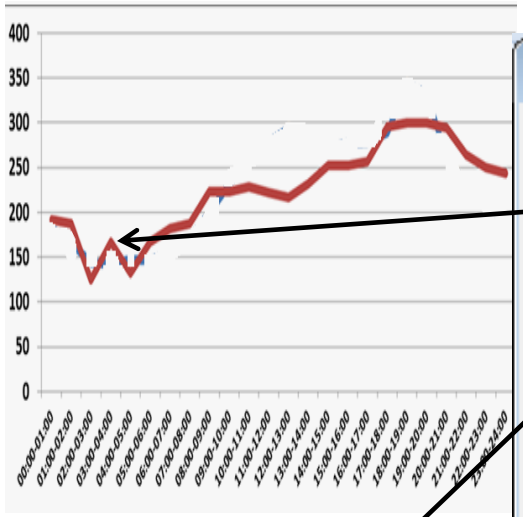
As **a historical hourly data** only **metering data** can be used, despite the fact that this system in Georgia can not be considered as fully perfect.

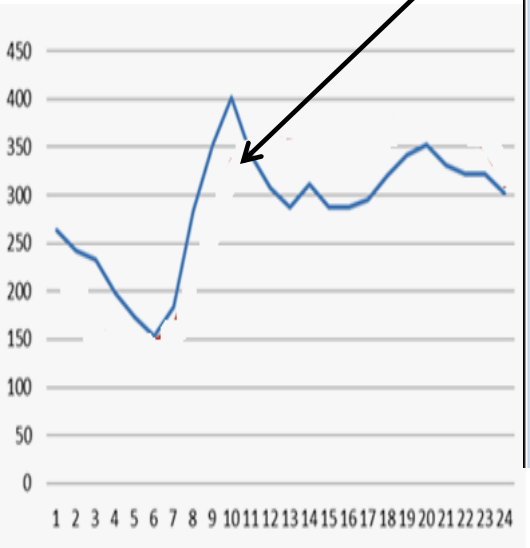
Day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Weeks	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Typical Days	1	1	1	1	2	3	1	1	1	1
00:00-01:00	26.5	26.7	26.9	26.5	26.9	25.9	25.4	26.8	26.8	27.2
01:00-02:00	24.6	24.7	25.0	24.6	25.0	24.2	23.6	24.9	24.9	25.3
02:00-03:00	23.5	23.7	23.9	23.4	23.8	22.9	22.6	23.9	24.0	24.6
03:00-04:00	23.1	23.3	23.5	23.3	23.3	22.1	22.2	23.6	23.7	24.4
04:00-05:00	23.0	23.1	23.7	22.9	23.1	22.1	22.2	23.6	23.5	24.5
05:00-06:00	23.2	23.5	23.7	23.3	23.5	22.3	22.4	23.9	24.0	24.6
06:00-07:00	23.9	24.2	24.4	23.9	23.8	22.2	23.3	24.5	24.5	25.1
07:00-08:00	25.4	25.6	26.1	25.5	24.7	22.2	25.4	26.4	26.5	26.6
08:00-09:00	29.3	29.7	30.1	29.6	28.1	23.4	29.9	30.6	30.9	30.5
09:00-10:00	31.9	32.4	32.7	32.6	31.5	25.6	33.2	33.7	33.6	33.3
10:00-11:00	32.8	33.3	33.6	33.3	32.8	27.0	34.4	34.5	34.5	34.2
11:00-12:00	33.2	33.7	34.0	33.4	33.4	27.9	35.0	34.8	34.8	34.5
12:00-13:00	32.2	32.5	32.8	32.0	32.2	27.7	33.5	33.2	33.2	32.5
13:00-14:00	32.3	32.7	32.4	32.1	32.0	27.5	33.4	33.3	33.3	32.6
14:00-15:00	32.6	32.9	32.6	32.3	31.5	27.3	33.9	33.7	33.7	32.8
15:00-16:00	32.4	32.6	32.2	32.2	31.0	27.2	33.6	33.5	33.4	32.6
16:00-17:00	32.6	32.9	32.6	32.5	31.0	27.5	33.7	33.8	33.7	32.8
17:00-18:00	33.0	33.5	32.6	33.0	31.2	28.5	34.3	34.3	34.1	33.4
18:00-19:00	33.2	33.7	33.1	33.4	32.2	30.1	34.5	34.5	34.5	34.1
19:00-20:00	32.9	32.8	32.7	32.5	31.7	30.1	33.9	33.8	33.0	33.0
20:00-21:00	32.1	32.1	31.8	32.1	31.1	29.6	33.2	33.0	32.4	32.3
21:00-22:00	31.7	31.5	31.2	31.6	30.6	29.2	33.2	32.3	31.8	31.9
22:00-23:00	31.0	31.1	30.9	31.5	30.2	28.9	32.3	31.9	31.3	31.3
23:00-24:00	29.7	30.0	30.0	30.5	29.3	27.9	31.0	30.7	30.3	30.2
Daily volume in MWh	706.1	712.1	712.5	708.0	694.0	629.3	720.2	729.3	726.2	724.2

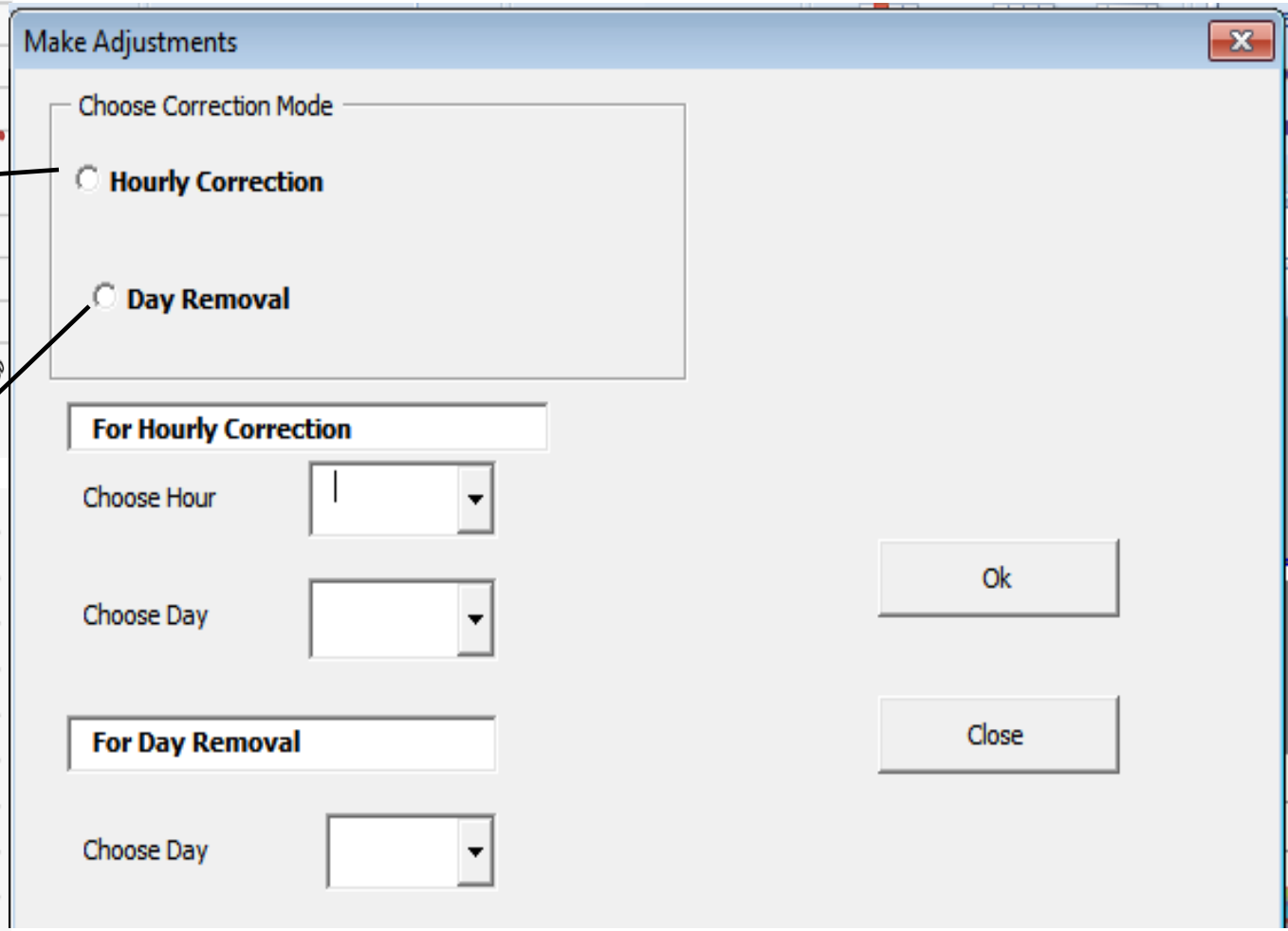
MAP/DAP model. Historical data differentiation by typical days (Turkish data, good results of metering)



MAP/DAP model (Historical data filtering)

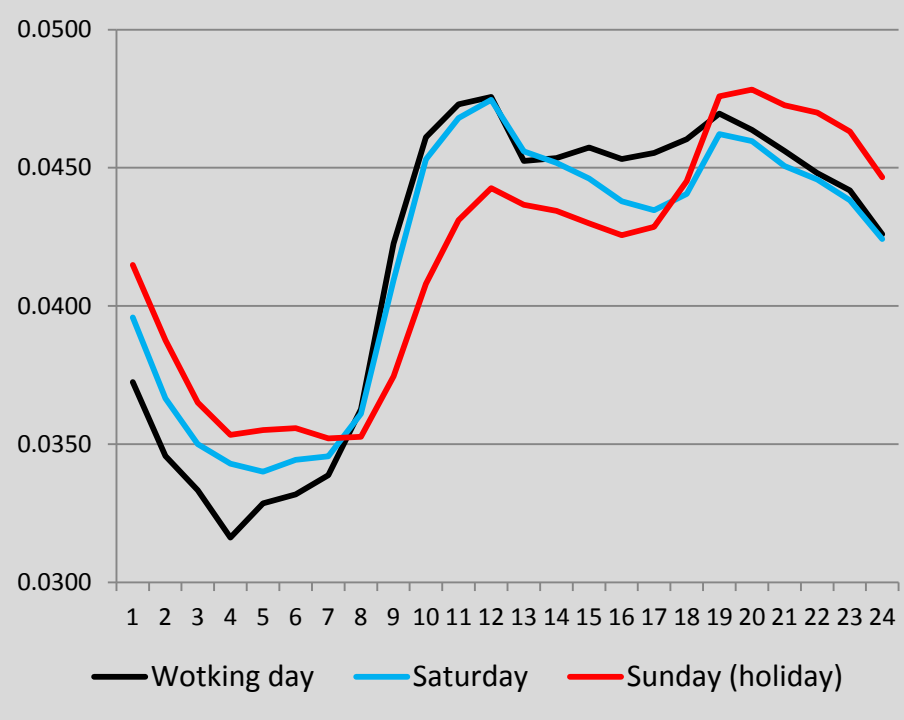




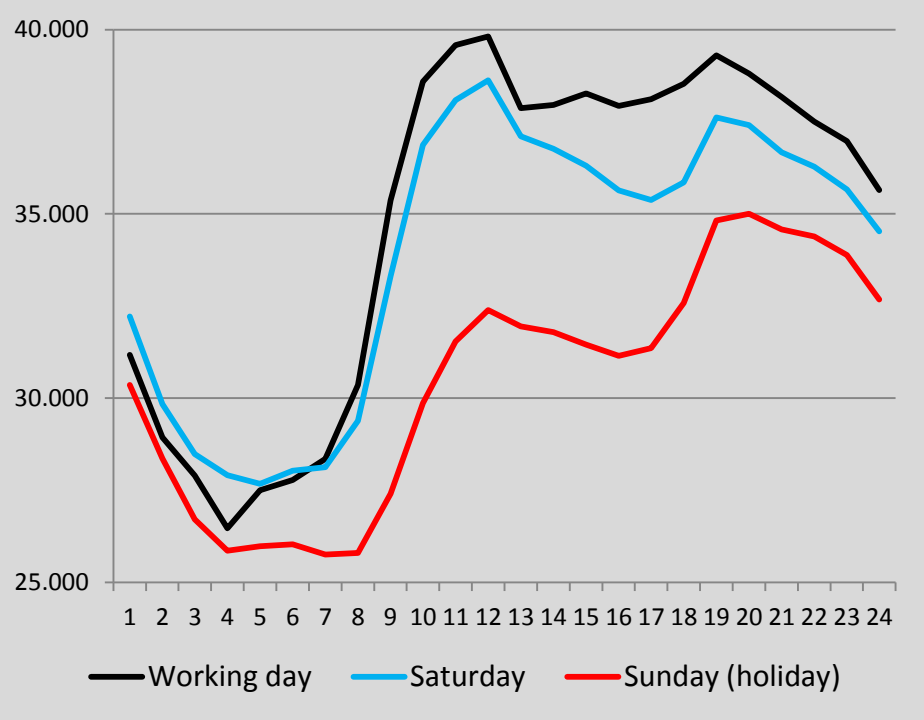


MAP/DAP model (Average load shapes by typical days)

form in p.u



in MW



Hourly coefficients for average typical day

$\sum K_{w\,h} = \sum K_{sat\,h} = \sum K_{sun\,h} = 1$

Daily coefficients for average typical day

$K_w = 1 \quad K_{sat} = 0.9724 \quad K_{sun} = 0.8743$

Weekly coefficients for a month

$K_1 \neq K_2 \neq K_3 \neq K_4 \neq K_5$

Month Ahead Planning results

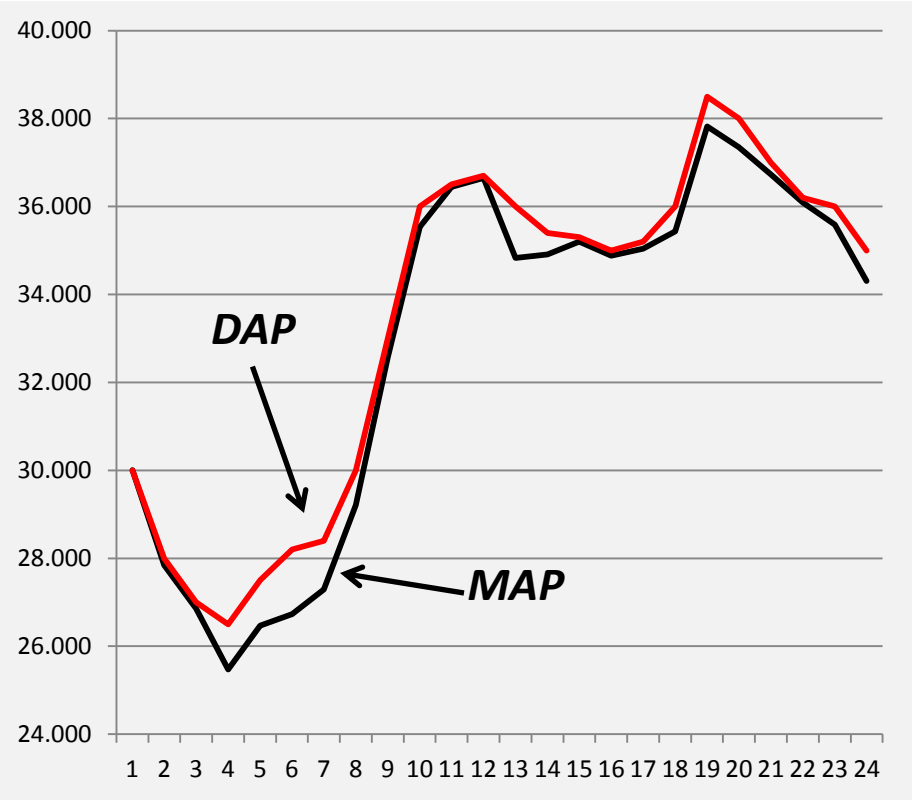
TIME/DATE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
00:00-01:00	30.007	30.007	31.010	29.216	30.007	30.007	30.007	32.084	32.084	33.156	31.238	32.084	32.084	32.084	31.281
01:00-02:00	27.849	27.849	28.717	27.300	27.849	27.849	27.849	29.776	29.776	30.705	29.190	29.776	29.776	29.776	29.031
02:00-03:00	26.907	26.907	27.416	25.713	26.907	26.907	26.907	28.769	28.769	29.313	27.493	28.769	28.769	28.769	28.049
03:00-04:00	25.476	25.476	26.866	24.890	25.476	25.476	25.476	27.239	27.239	28.726	26.612	27.239	27.239	27.239	26.557
04:00-05:00	26.471	26.471	26.636	25.010	26.471	26.471	26.471	28.303	28.303	28.480	26.741	28.303	28.303	28.303	27.595
05:00-06:00	26.737	26.737	26.976	25.056	26.737	26.737	26.737	28.587	28.587	28.843	26.790	28.587	28.587	28.587	27.872
06:00-07:00	27.270	27.270	27.071	24.795	27.270	27.270	27.270	29.157	29.157	28.945	26.511	29.157	29.157	29.157	28.427
07:00-08:00	29.217	29.217	28.282	24.835	29.217	29.217	29.217	31.238	31.238	30.239	26.554	31.238	31.238	31.238	30.457
08:00-09:00	32.580	32.580	32.064	26.378	32.580	32.580	32.580	34.835	34.835	34.283	28.203	34.835	34.835	34.835	33.963
09:00-10:00	35.544	35.544	35.486	28.740	35.544	35.544	35.544	38.004	38.004	37.941	30.729	38.004	38.004	38.004	37.053
10:00-11:00	36.455	36.455	36.654	30.357	36.455	36.455	36.455	38.977	38.977	39.191	32.458	38.977	38.977	38.977	38.002
11:00-12:00	36.656	36.656	37.174	31.173	36.656	36.656	36.656	39.192	39.192	39.746	33.330	39.192	39.192	39.192	38.211
12:00-13:00	34.834	34.834	35.714	30.745	34.834	34.834	34.834	37.245	37.245	38.186	32.873	37.245	37.245	37.245	36.313
13:00-14:00	34.917	34.917	35.383	30.597	34.917	34.917	34.917	37.333	37.333	37.832	32.714	37.333	37.333	37.333	36.399
14:00-15:00	35.205	35.205	34.944	30.276	35.205	35.205	35.205	37.642	37.642	37.362	32.371	37.642	37.642	37.642	36.700
15:00-16:00	34.884	34.884	34.302	29.979	34.884	34.884	34.884	37.298	37.298	36.676	32.053	37.298	37.298	37.298	36.365
16:00-17:00	35.048	35.048	34.047	30.185	35.048	35.048	35.048	37.474	37.474	36.403	32.274	37.474	37.474	37.474	36.536
17:00-18:00	35.437	35.437	34.510	31.355	35.437	35.437	35.437	37.889	37.889	36.898	33.525	37.889	37.889	37.889	36.941
18:00-19:00	37.827	37.827	36.206	33.516	37.827	37.827	37.827	40.445	40.445	38.711	35.835	40.445	40.445	40.445	39.433
19:00-20:00	37.353	37.353	36.002	33.687	37.353	37.353	37.353	39.938	39.938	38.494	36.018	39.938	39.938	39.938	38.939
20:00-21:00	36.736	36.736	35.297	33.282	36.736	36.736	36.736	39.278	39.278	37.740	35.585	39.278	39.278	39.278	38.295
21:00-22:00	36.095	36.095	34.918	33.094	36.095	36.095	36.095	38.593	38.593	37.334	35.384	38.593	38.593	38.593	37.627
22:00-23:00	35.591	35.591	34.329	32.612	35.591	35.591	35.591	38.054	38.054	36.704	34.869	38.054	38.054	38.054	37.101
23:00-24:00	34.310	34.310	33.230	31.451	34.310	34.310	34.310	36.685	36.685	35.529	33.628	36.685	36.685	36.685	35.767
Daily volume in MWh	**789.405**	**789.405**	**783.236**	**704.243**	**789.405**	**789.405**	**789.405**	**844.035**	**844.035**	**837.438**	**752.979**	**844.035**	**844.035**	**844.035**	**822.915**

Day Ahead Planning results

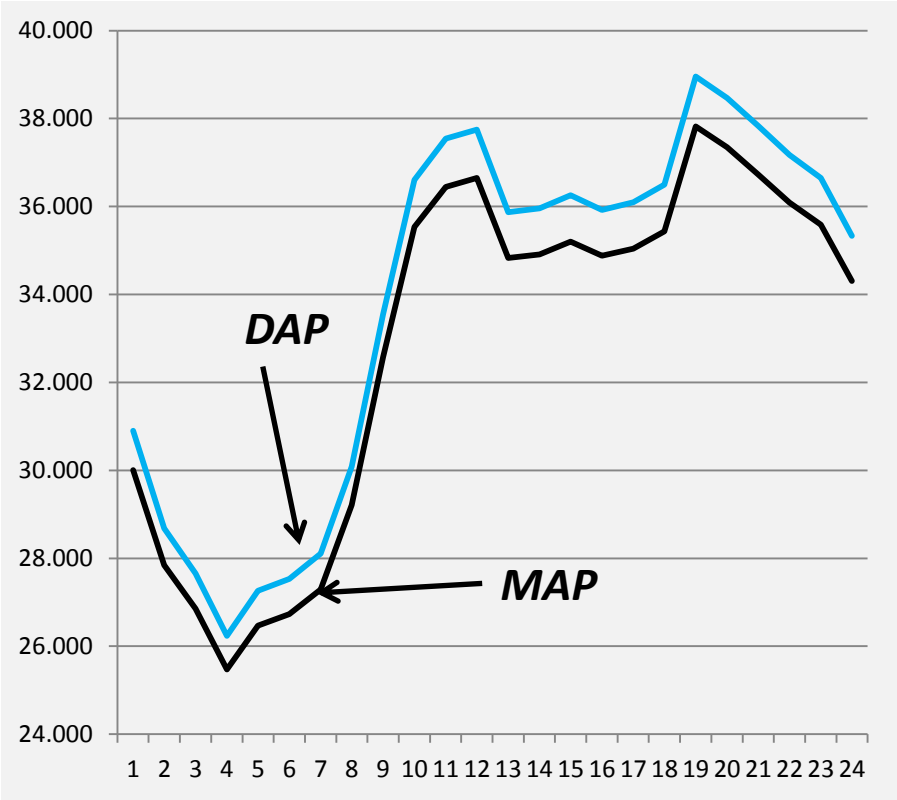
DAP is practically an adjustment of MAP for appropriate day.

There are **two options** of adjustments in the model:

by hours (form of load shape is changed)



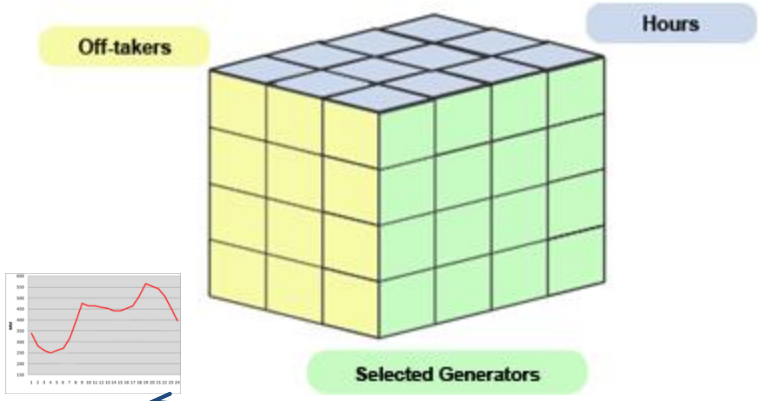
by daily volumes (form of load shape is the same)



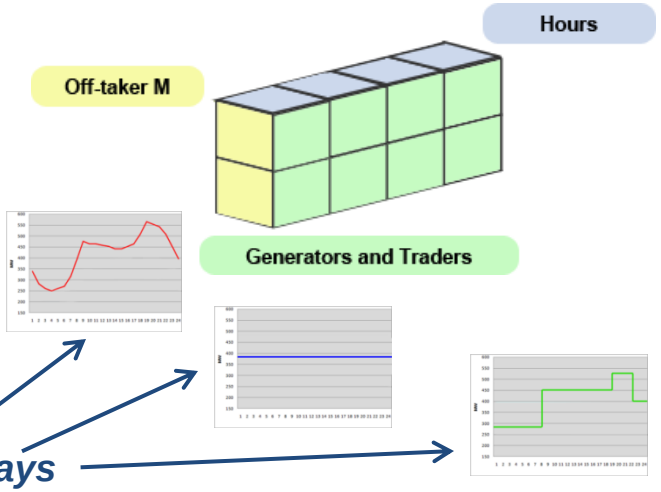
Types of bilateral contracts

3 types of hourly contracts acting on the 'take or pay" principle are proposed

Partial pool for a month ahead

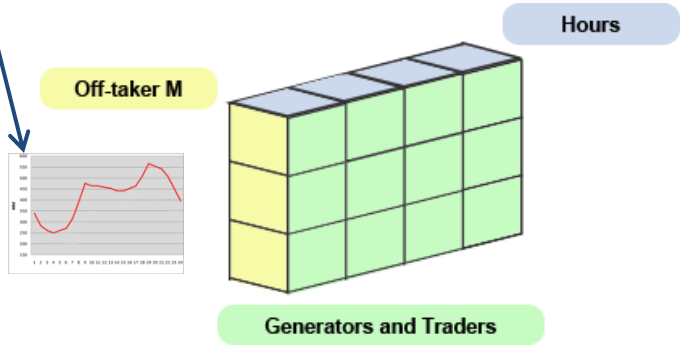


Free negotiations for a month ahead



Possible load shapes by days

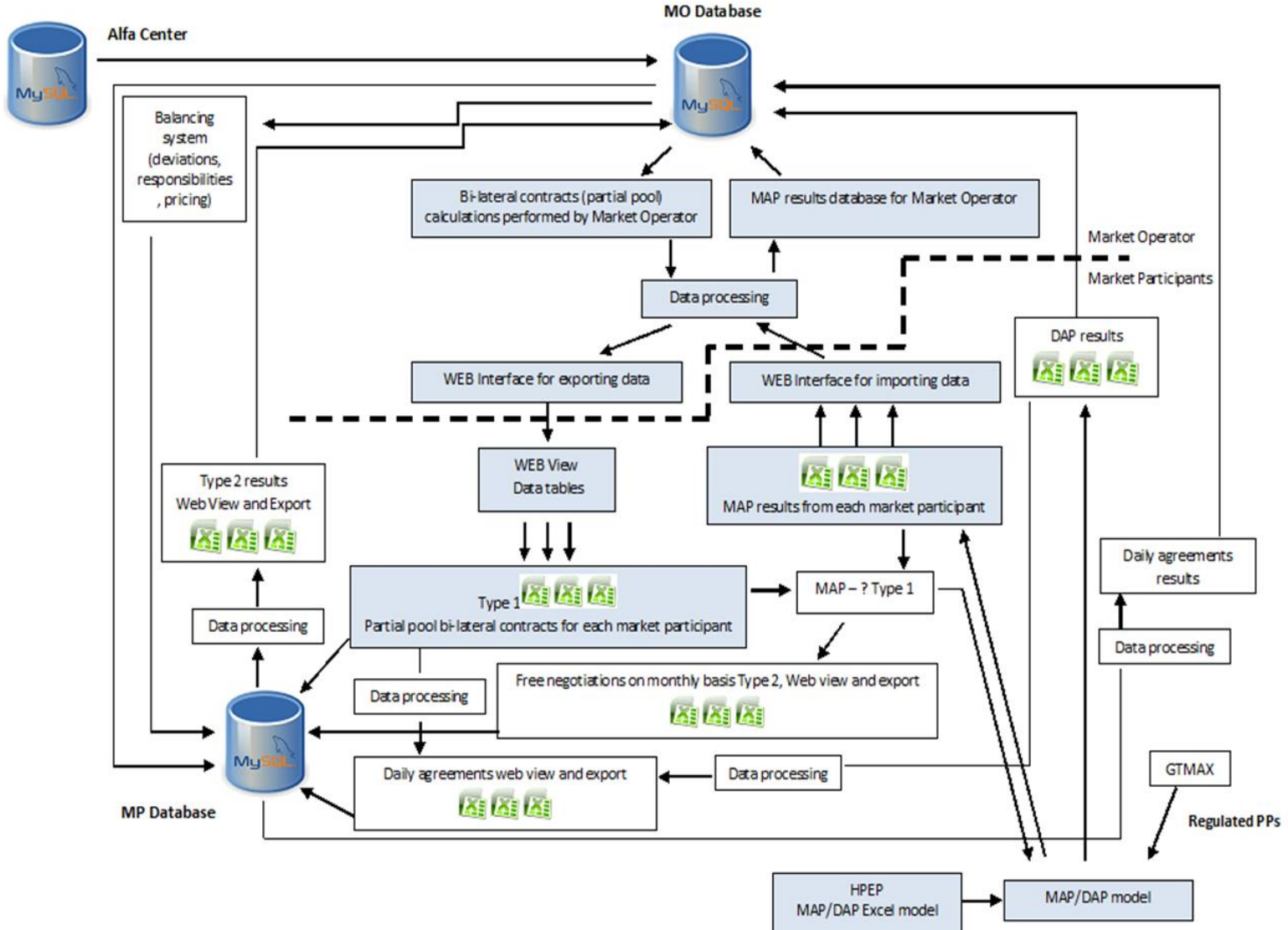
Daily agreements



Selected generators can participate in partial pool with different shares.

Portion of each generator for each off-taker in partial pool is determined in proportion of consumption minus own generation for each hour (by some reasons the priority factor is included also)

Proposed structure of software (part "Bilateral contracts")



Software for partial pool calculations

Participants list

ID	NAME	TYPE	ACTIONS
5	Generator 2	Generator	Edit
6	Generator 3	Generator	Edit
1	Off-taker 1	Off-taker	Edit
4	Generator 1	Generator	Edit
2	Off-taker 2	Off-taker	Edit
3	Off-taker 3	Off-taker	Edit

Generators prices

Year: 2014 Month: January Show

GENERATOR	PRICE (TETRI/KWH)
Generator 1	3
Generator 2	2
Generator 3	4

Save changes

Average market loss percentage

Year: 2014 Show

MONTH	LOSS(%)
January	2
February	2
March	2

The purpose of partial pool is the protection of domestic consumers and fair allocation of expensive generation

Step 1: select the year and month

Year: 2014 Month: January

Step 2: select generators and participation share

	GENERATOR NAME	PARTICIPATION SHARE	MAP RESULTS
☑	Generator 1	0.5	+
☑	Generator 2	1	+
☑	Generator 3	1	+

Generators participation shares are needed due to some reasons (availability of own generation, Abkhazia's factor, export opportunities for generators, possible presence of contracts between market participants)

Software for partial pool calculations (continued)

Step 3: select off-takers and participation priority

	MAP RESULTS FOR OFF-TAKERS		
	+	+	+
GENERATORS/OFF-TAKERS	☑ OFF-TAKER 1 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 2 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 3 PRIORITY
GENERATOR 1	1	1	1
GENERATOR 2	1	1	1
GENERATOR 3	1	1	1

Monthly volumes of partial pool

January/2014

Show monthly volume in MWh Show monthly volume in thousand GEL Download excel file

GENERATOR/OFF-TAKER	OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3	
GENERATOR 1	1874.034	1900.255	1225.714	5000.003
GENERATOR 2	2507.355	2550.548	1641.58	6699.483
GENERATOR 3	1437.909	1481.565	949.325	3868.8
	5819.298	5932.368	3816.619	15568.286

Monthly average generation price in partial pool: **2.818 tetri/kWh**

Monthly average generation price (with losses) for off-takers:

OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3
2.816	2.82	2.819

Point of contract conclusion is a generation node.

Market losses for each off-taker are determined through average system losses percentage by months.

<u>Example 1. Participation priorities=1 for all off-takers</u>

- *Prices in partial pool are the same for each hour for each off-taker*
- *Difference of average monthly (daily) prices for off-takers is determined by hourly consumption structure only*

Software for partial pool calculations (continued)

Step 3: select off-takers and participation priority

	MAP RESULTS FOR OFF-TAKERS		
	+	+	+
GENERATORS/OFF-TAKERS	☑ OFF-TAKER 1 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 2 PRIORITY	☑ OFF-TAKER 3 PRIORITY
GENERATOR 1	1	1.2	1.1
GENERATOR 2	1.2	0.7	0.5
GENERATOR 3	0.7	1.1	1.4

Monthly volumes of partial pool

January/2014

◉ Show monthly volume in MWh ○ Show monthly volume in thousand GEL Download excel file

GENERATOR/OFF-TAKER	OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3	
GENERATOR 1	1703.551	2071.403	1225.048	5000.003
GENERATOR 2	3755.022	2017.634	926.827	6699.483
GENERATOR 3	764.775	1709.254	1394.771	3868.8
	6223.348	5798.292	3546.646	15568.286

Monthly average generation price in partial pool: **2.818 tetri/kWh**

Monthly average generation price (with losses) for off-takers:

OFF-TAKER 1	OFF-TAKER 2	OFF-TAKER 3
2.52	2.947	3.132

<u>Example 2 Participation priorities are different for off-takers</u>

- *Prices for off-takers are different for each hour too.*
- *The difference between average prices for off-takers can be significant*

Software for partial pool calculations (continued)

Daily and hourely volumes of partial pool for selected market participant

Year: 2014 | Month: January | Participant: Off-taker 2 | Show

Show daily volume in MWh | Show daily volume in thousand GEL | Download excel file

PARTICIPANT/DAY	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GENERATOR 1	69.299	69.299	67.417	60.735	69.299	69.299	69.299	69.222	69.222	67.
GENERATOR 2	67.317	67.317	65.609	59.604	67.317	67.317	67.317	67.245	67.245	65.
GENERATOR 3	55.117	55.117	55.074	55.167	55.117	55.117	55.117	55.119	55.119	55.
	191.733	191.733	188.1	175.506	191.733	191.733	191.733	191.587	191.587	187

For viewing of some contract click on the participant's name.

Contract "Off-taker 2" with "Generator 2"

Show hourly volume in MWh | Show hourly volume in thousand GEL | Download excel file

HOURE/DAY	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
00:00-01:00	2.929	2.929	3.004	2.87	2.929	2.929	2.929	2.926	2.926	3.002	2.867
01:00-02:00	2.768	2.768	2.832	2.727	2.768	2.768	2.768	2.765	2.765	2.83	2.724
02:00-03:00	2.694	2.694	2.735	2.609	2.694	2.694	2.694	2.691	2.691	2.733	2.606
03:00-04:00	2.591	2.591	2.695	2.548	2.591	2.591	2.591	2.589	2.589	2.692	2.546
04:00-05:00	2.665	2.665	2.677	2.556	2.665	2.665	2.665	2.663	2.663	2.675	2.554
05:00-06:00	2.685	2.685	2.703	2.56	2.685	2.685	2.685	2.682	2.682	2.7	2.558
06:00-07:00	2.726	2.726	2.71	2.541	2.726	2.726	2.726	2.724	2.724	2.707	2.539
07:00-08:00	2.87	2.87	2.8	2.544	2.87	2.87	2.87	2.867	2.867	2.798	2.542
08:00-09:00	2.623	2.623	2.472	2.037	2.623	2.623	2.623	2.62	2.62	2.469	2.035
09:00-10:00	2.984	2.984	2.858	2.343	2.984	2.984	2.984	2.981	2.981	2.855	2.34

Example 2 Participation priorities are different for off-takers

Daily volumes for selected off-taker by generators

Monthly hourly volumes for selected couple of market participants

Balancing market

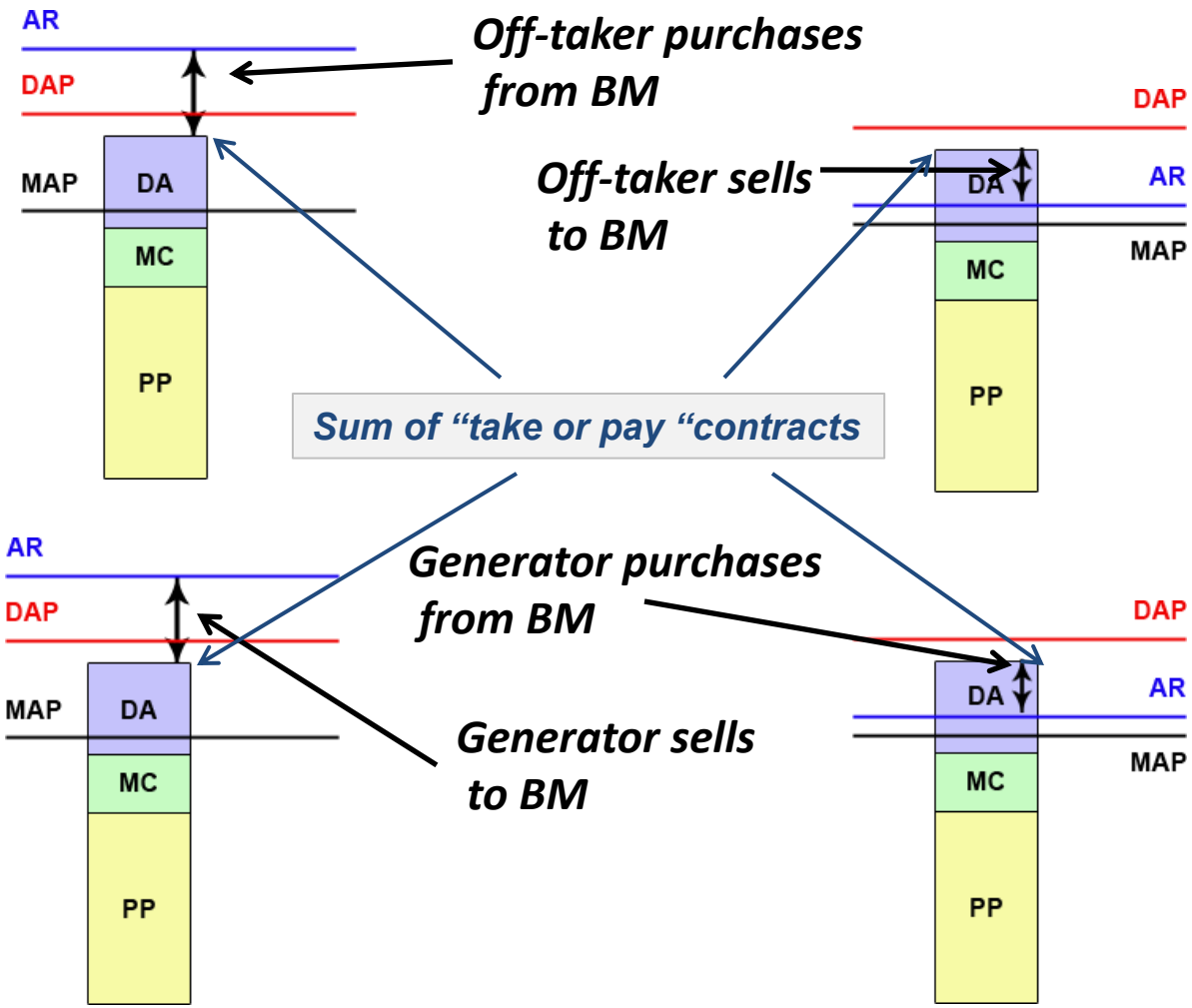
Hourly capacities on balancing market are determined as capacity of actual regime minus sum of all types of bilateral contracts by hours.

Therefore, depending on the sign of deviation Purchaser can be Seller and vice versa (see next slide).

At this stage, bids don’t include prices for the inadmissibility of sharp rise in prices.

Special pricing system should be developed after the approval of the concept taking into account the value and the sign of deviation as well as market participant’s responsibility for deviation by hours.

Balancing market for one hour



MAP – Month Ahead Planning

DAP – Day Ahead Planning

AR – actual regime

PP – partial pool contracts

MC – monthly contracts based on free negotiations

DA – daily agreements

Next steps

1. Perform workshops and training with market participants regarding MAP/DAP model;

2. Support to market participants in MAP/DAP and partial pool software implementation;

3. Support to GSE for the use of GTMax for Month and Day Ahead planning;

4. Workshops with MO regarding partial pool calculations software;

5. Combined work with MO to analyze possible options of partial pool and define the optimal by seasons taking into account Abkhazia's factor, export possibilities for power plants, protection of domestic market, etc;

Next steps(continued)

6. Update partial pool software by other types of contracts, expand database for MO and create for market participants;

7. Develop the concept of balancing market (volumes and responsibilities determination);

8. Develop pricing system for all sectors of trade;

9. Perform workshops and discussions with MoE, GSE and ESCO to implement developed approaches to final approval and realization of time-table;

10. Develop procedures for hourly market functioning;

11. Support to all stakeholders at the simulation stage.

Thank you

USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | HYDRO POWER AND ENERGY PLANNING PROJECT (HPEP)

Market Operations Working Group Meeting Presentation

Jake Delphia

WEDNESDAY 19, MARCH

Going Forward

USAID HPEP and its successor will:

- Continue to support implementation of GEMM 2015 and creation competition through the Electricity Trading Mechanism (ETM)
- Support Market Players as the electricity market develops and becomes more competitive.

The project facilitates development of the following components of the competitive market:

- Day ahead planning
- Daily take or pay bi-lateral contracts
- Balancing market
- Price node on the Turkish Power Market
- Day ahead market in Georgia
- Intra-Day market
- Implicit auction on the border with Turkey
- Forwards, futures and options markets

Contact

- For more Information on market development, please visit our website at www.hydropower.ge
- For general discussions on the competitive market, please join us on LinkedIn and visit the ...Group

Contact Person:

Sopio Khujadze, Economic Analyst, HPEP

skhujadze@dcop-hpep.ge, +995(593) 46 77 70