

מפגש הסברה  
שיטת חישוב  
מחיר השוק SMP



# Analysis of Market Clearing Price approach

- December 2024 -

נקה  
ניהול  
מערכת  
החשמל





# Disclaimer

מצגת זו הוכנה על ידי נגה – ניהול מערכת החשמל בע"מ (להלן: "החברה") וכל הזכויות בה שמורות לחברה.

המצגת אינה מתיימרת להקיף ו/או לכלול את כל המידע הרלוונטי ו/או העשוי להיות רלוונטי, בקשר לנושא ו/או לשינויים במשק החשמל. אין ולא ניתן ללמוד ו/או להסיק מהמצגת בקשר להתנהלות של החברה במשק החשמל ואין האמור במצגת, לרבות כל הדוגמאות המובאות בה, כדי להוות בסיס כלשהו לכל החלטה ו/או תכנית עסקית במשק החשמל בישראל.

בנוסף ומבלי לגרוע מן האמור לעיל, אין המצגת באה ו/או תבוא במקומה של רגולציה מתאימה כפי שנקבעה ותיקבע ע"י רשות החשמל, לרבות בנושאים אחרים, התחשבנויות עם בעלי רישיונות ייצור ו/או כל גורם אחר במשק החשמל. בכל מקרה של סתירה בין המצגת לאמות מידה ו/או החלטות רשות החשמל יגברו ההחלטות ואמות המידה של הרשות החשמל על האמור במצגת, ללא יוצא מן הכלל.

המידע הכלול במצגת אינו מהווה ייעוץ ו/או המלצה ו/או חוות דעת בקשר לכל החלטה עסקית, או אחרת שתתקבל ו/או הצעת מחיר שתינתן לחברה ע"י בעל רישיון ייצור ו/או ע"י כל מי מטעמו ו/או כל צד שלישי אחר. כל העושה שימוש במצגת לכל צורך ו/או מטרה שהם, הרי שהוא עושה זאת על דעתו ואחריותו בלבד והוא משחרר בזאת מאחריות את החברה ו/או רשות החשמל במשרד האנרגיה ו/או מדינת ישראל בגין הסתמכות באופן מלא או חלקי, מפורש או משתמע על האמור במצגת, ולא יהיו לו כל טענות ו/או תביעות מכל מין ו/או סוג שהוא כנגד מי מהגופים האמורים בגין הסתמכות כאמור.



# Plan for Today

- Introduction
- Project Scope
- Model Enhancements
- Marginal Approach or CHP?
- Forward Market Analysis
- Examples
- Scarcity Pricing
- Implementation Schedule
- Q&A

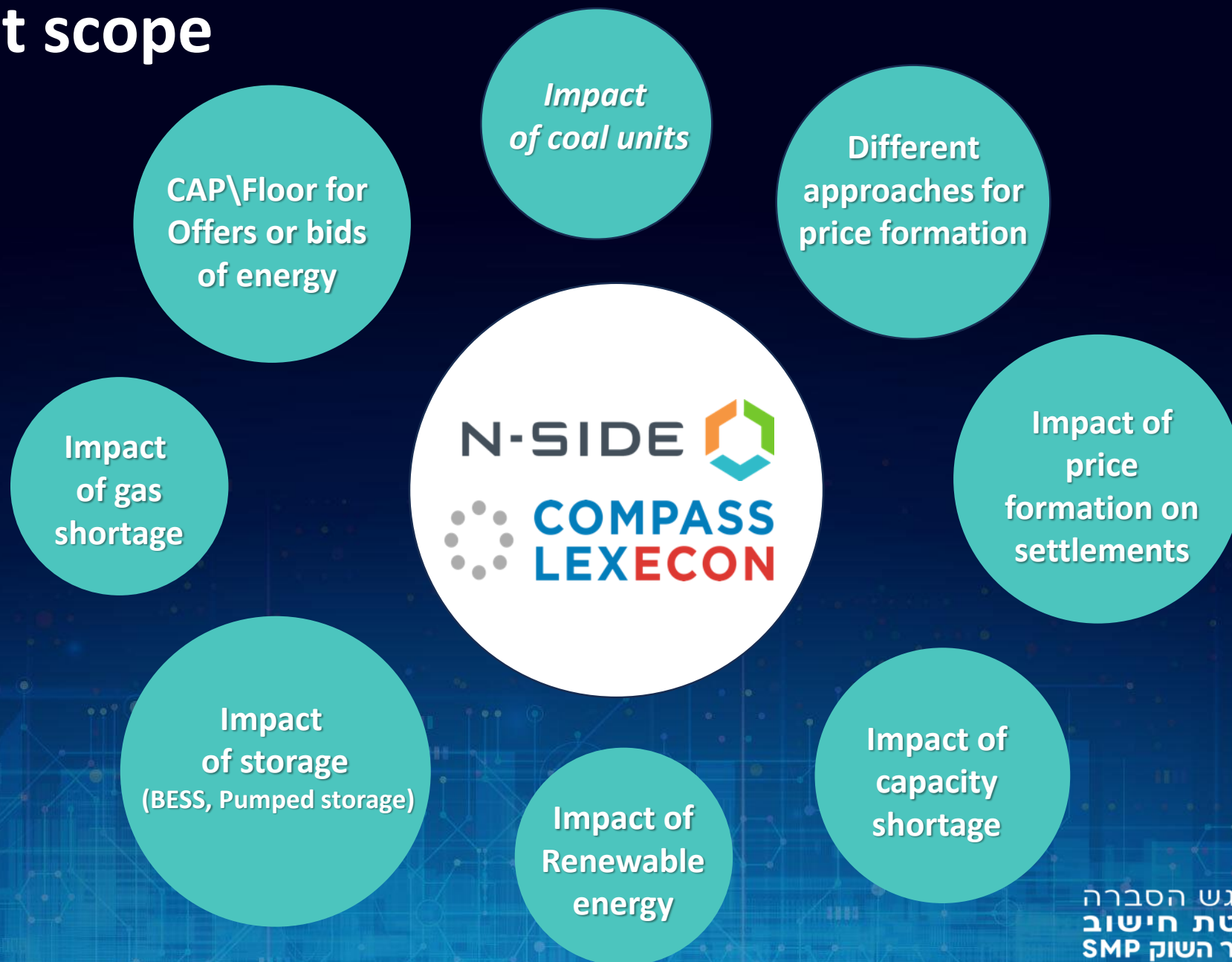


# Introduction

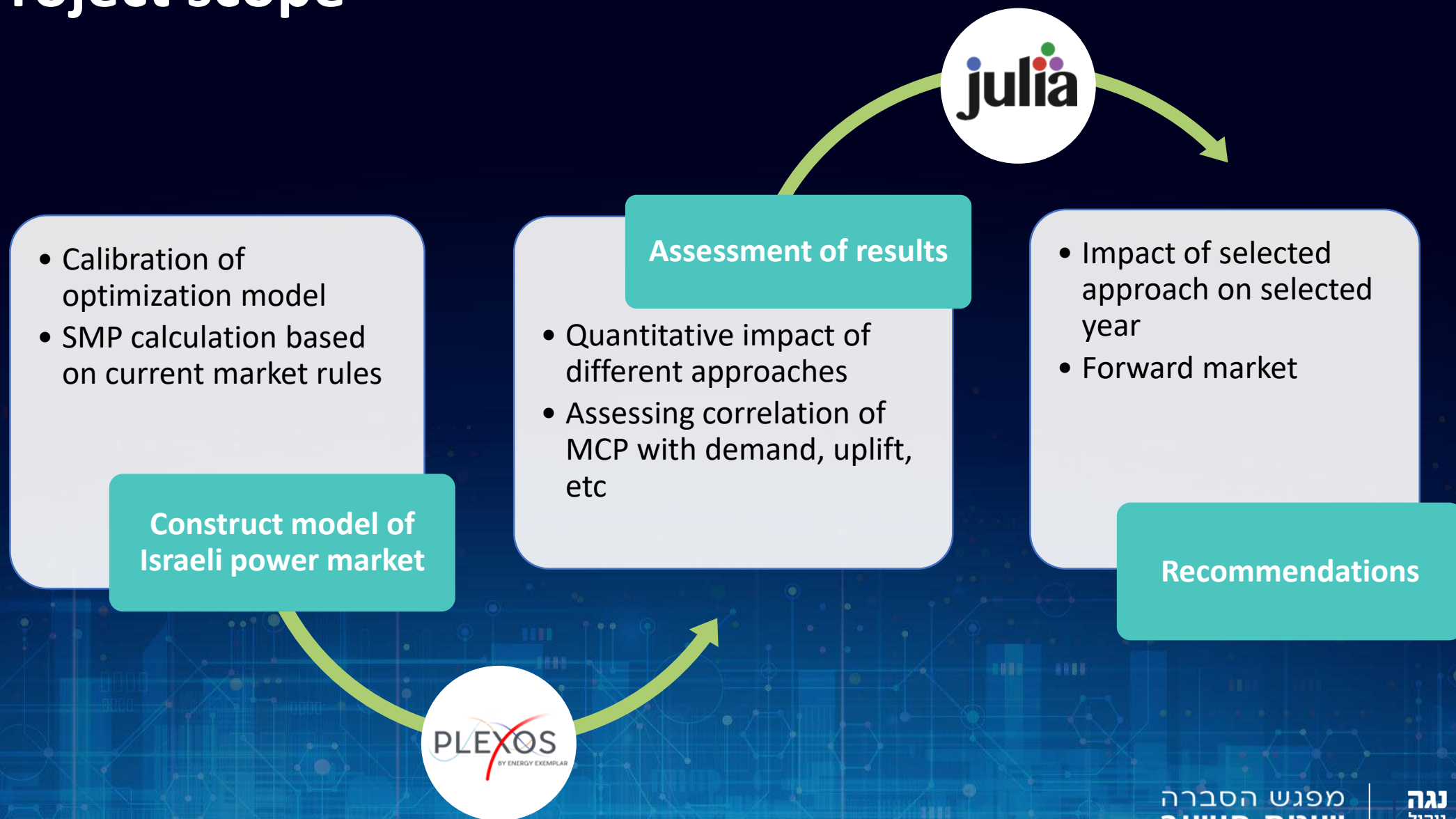
- NOGA has been publishing SMP since **December 2019** Official date of selling IEC Alon Tavor (MRC) to IPP
- Price calculation **methodology** is based on **Two-settlement** model which is implemented in the US
- Price formation rules defined in **standard 93(6)**:
  - **Constrained** SMP – marginal price of additional MW including all constraints
  - **Unconstrained** SMP – marginal price of additional MW **excluding** transmission constraints, gas supply and transmission constraints, environmental constraints and resources in test regime
- The Unconstrained price is used for settlements of **generators** and **suppliers\retailers**
- Due to the **importance** of this price and the **significant** changes in the power market: new technologies, operational regimes, new and updated policies etc. **NOGA** decided to **revisit** its calculation approach and the impact on the market
- During 2022, NOGA contracted with 2 **top** consultants companies which specialize in **analytics of power markets**



# Project scope



# Project scope





# Analysis of the Israeli Power Market

- The project is based on the **knowledge and explanations** that NOGA provided. It includes: current and future **policies**, **Operational regime** of the power system which impact the price, starting from the **Day ahead** till the **real-time** decisions
- The Israeli power system was modeled using **PLEXOS**, which is used by ISOs and consultants in Europe and North America
- Calibration of PLEXOS was based on data of **2021**, which were used for **Unconstrained SMP** – System Demand, constraints, offers and bids, etc.
- **Calibration** results deviate by average of **5%** compared to NOGA's original **unconstrained** SMP calculation. In a big data project of this scale, which include usage of different optimization models, this a **reasonable** deviation



**Certified Calibrated Model ready to be tested with different approaches**



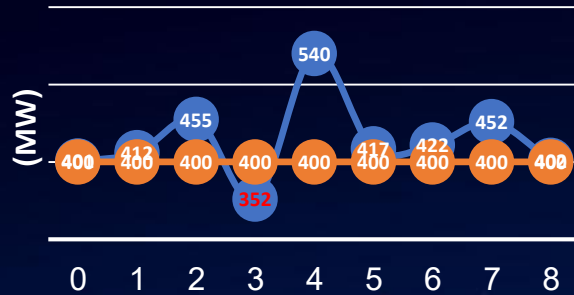


# Model Required Enhancements

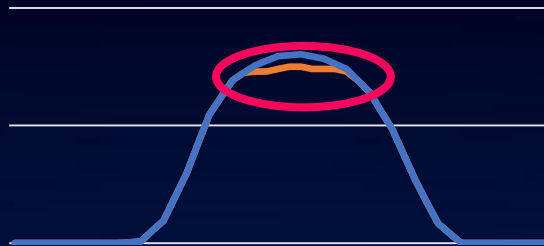
Fuel Constraints

$$\sum Gas_{Hourly} \ll \text{Daily Gas Quantity}$$

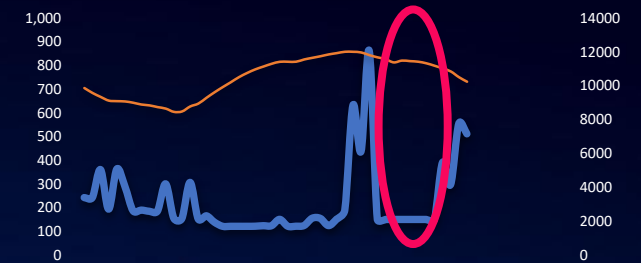
Non Binding Reserve



Renewables Curtailments



Regulator policy Coal minimization



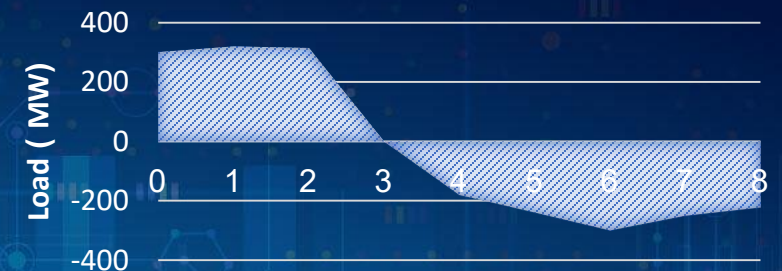
RampRate Constraints



Bid Down participation



Pumped Storage impact



מפגש הסברה  
שיטת חישוב  
מחיר השוק SMP





# Constrained versus Unconstrained

Real System

Constraints

Gas Availability

Constrained  
MCP

 **Transmission**  
Resource is not available \ Partially available due to  
GRID constraints

 **Gas System**  
Resource is not available due Gas supply  
(maintenance, outage) and/or Gas  
Transmission (PRMS) constraints

 **Units Tests**  
Resource is generating at fixed schedule (i.e. fuel  
switch over) or not generating at all

 **Environmental**  
Resource is not available \ Partially available due to  
Environmental constraints

**Lack of data**  
Participant does not submit  
Availability\Offers

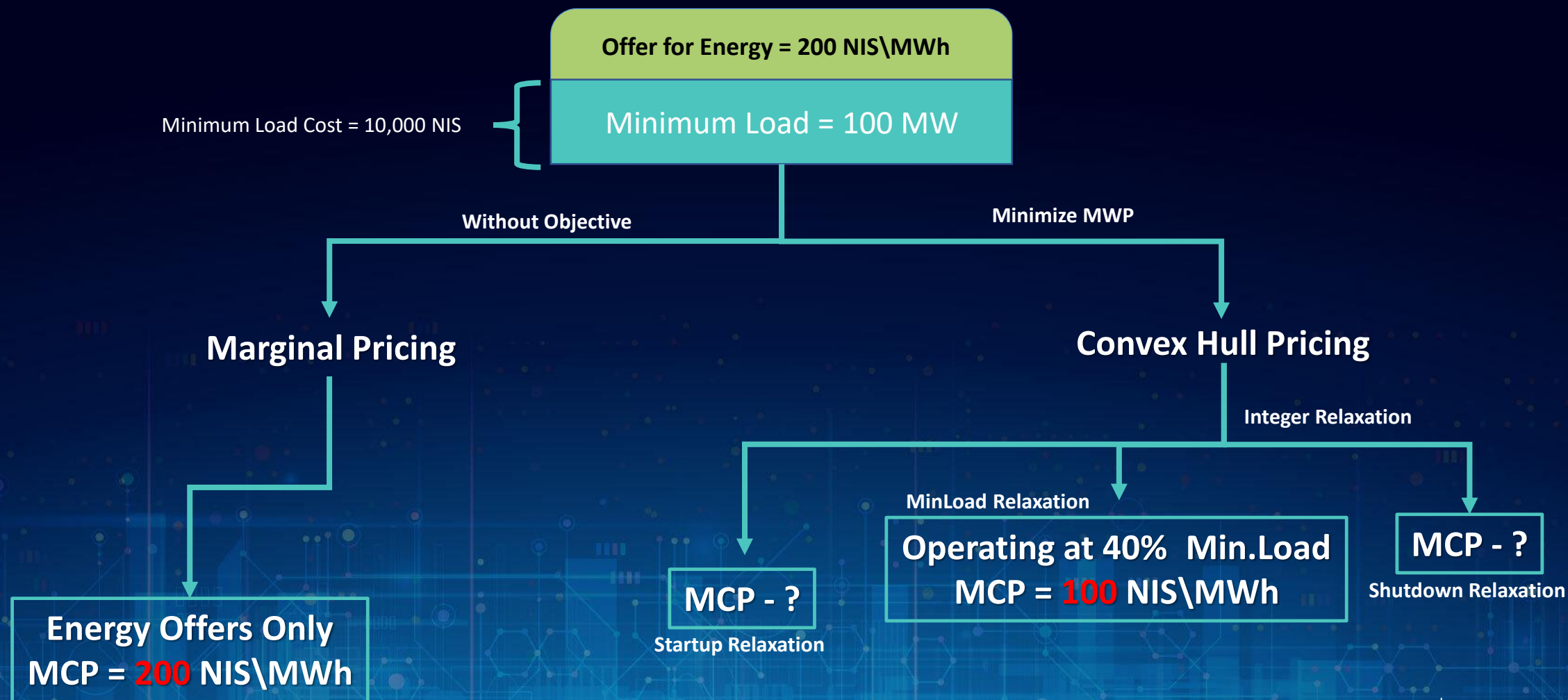
**Dispatch\Price Manipulation**  
Virtual Offers\Bids



מפגש הסברה  
שיטת חישוב  
מחיר השוק SMP



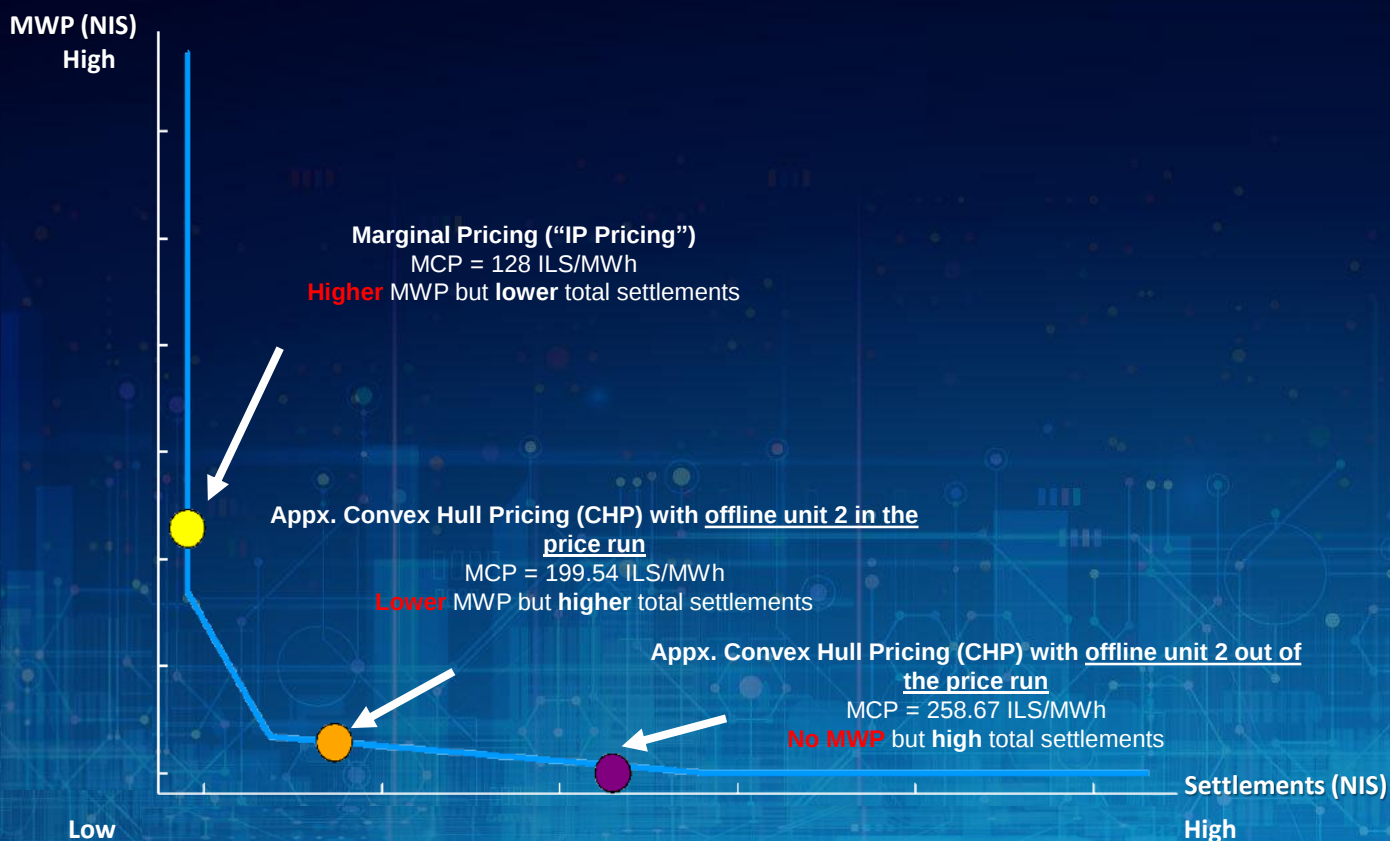
# Marginal or Convex Hull Pricing



# Marginal or Convex Hull Pricing

- Marginal pricing leads to higher MWP and lower settlements than CHP or variants → that should hold true in general since prices such as CHP incorporating commitment costs should in general be higher than the prices obtained with marginal pricing.

- Prices obtained depend on whether the focus is on minimizing MWP or on minimizing total settlements
- The lowest settlements are obtained with the lowest possible prices → similar to reverting to a “pay-as-bid” scheme since in that case, units essentially just get back their costs via the make-whole payments.



| Parameter                   | Marginal Pricing | Approximate Convex-Hull |
|-----------------------------|------------------|-------------------------|
| Price aligned with dispatch | Yes              | Yes                     |
| Minimize MWP or settlements | Partially        | Yes                     |
| Implementation Effort       | low              | High                    |
| Analysis                    | Market Expert    | Difficult               |

# MCP based on Different method



## Marginal Pricing

- Marginal Pricing includes technical constraints
- MCP is **128** NIS/MWh
- This price is calculated without taking into account commitment costs (no load costs, start-up costs, etc)
- Total MWP is 45k NIS

## Convex Hull Pricing

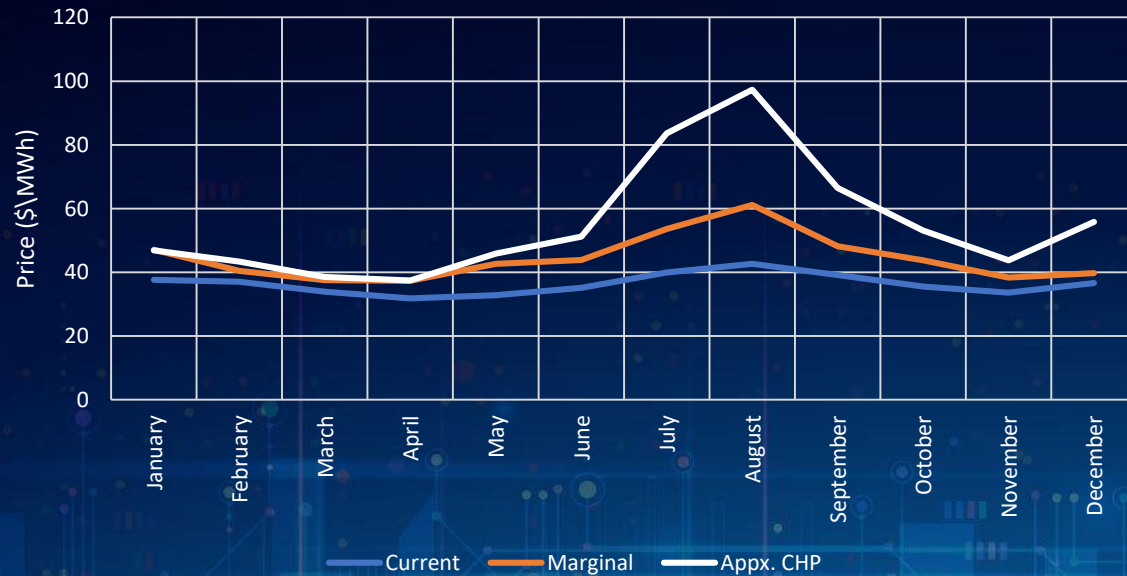
- Price calculation without enforcing technical constraints
- MCP is **199** NIS/MWh (Including off line Unit2)
- Total MWP is 6k NIS



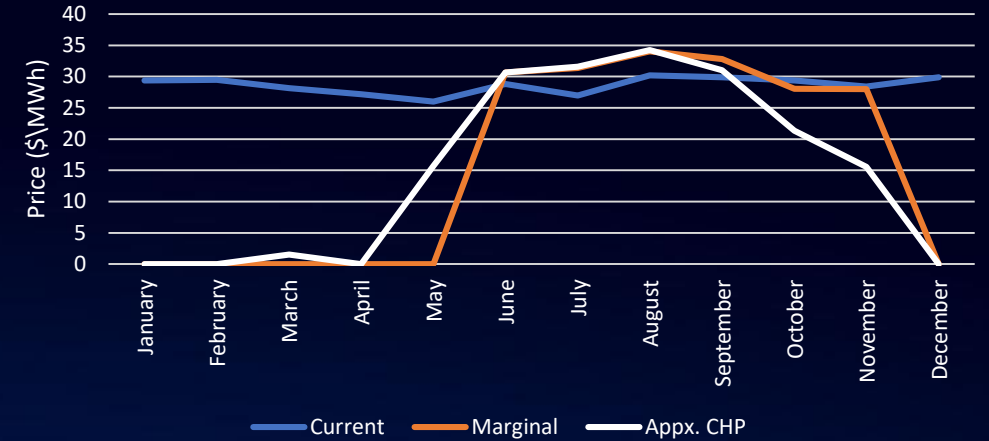
# Marginal or Appx Convex Hull Pricing

System Demand – 600 MW  
Spinning Reserve Requirement – 200 MW

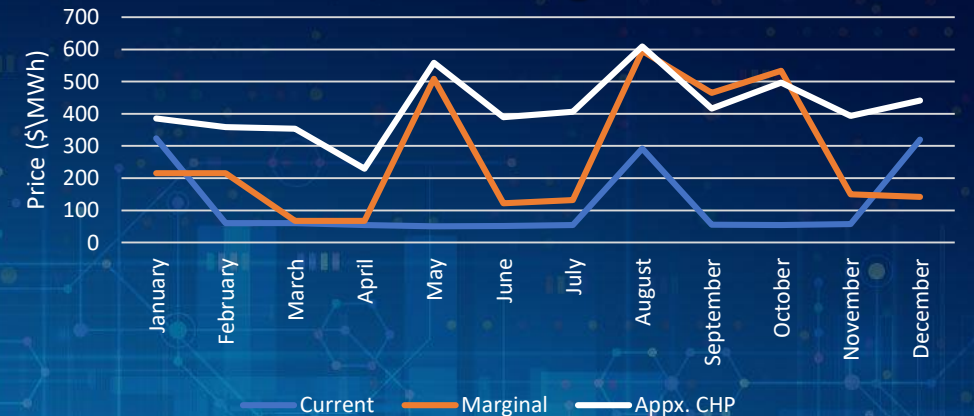
## Average Clearing Price - 2021



## Minimum Clearing Price - 2021



## Maximum Clearing Price - 2021

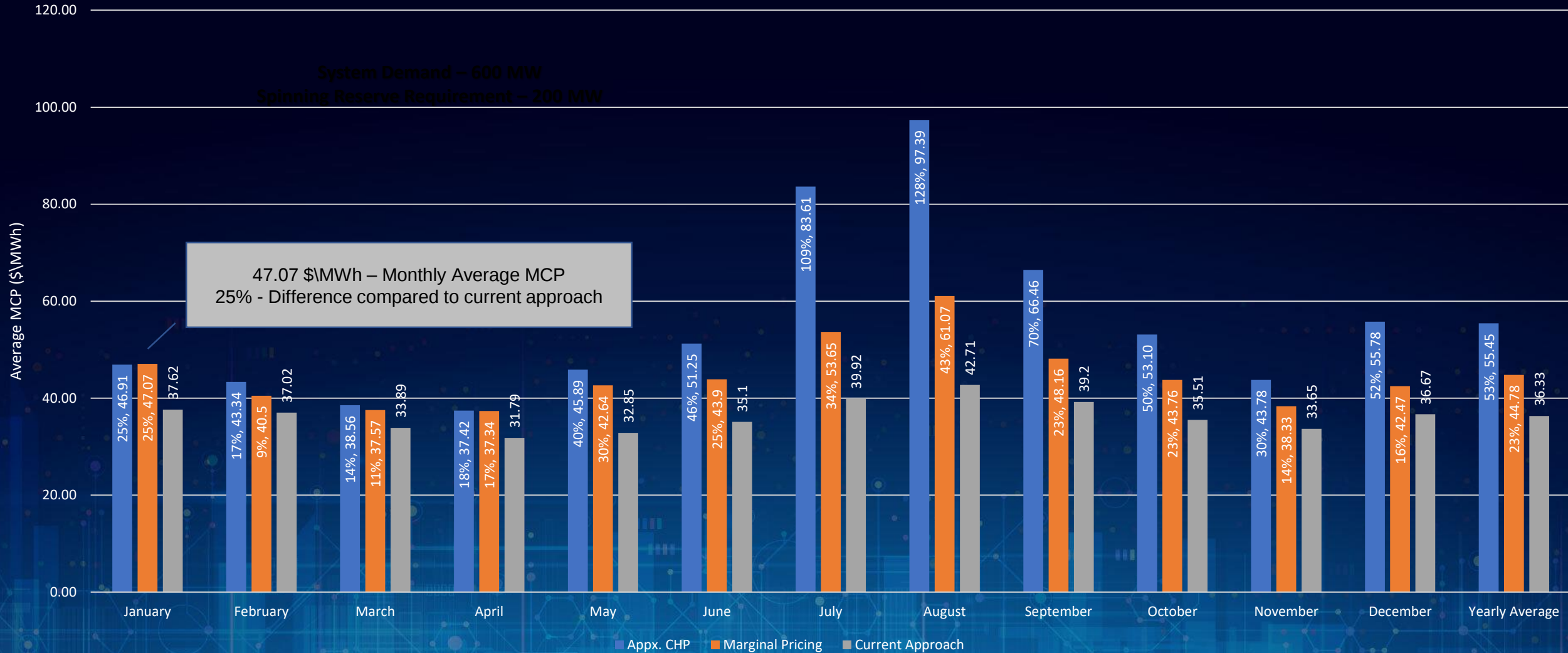


מפגש הסברה  
שיטת חישוב  
מחיר השוק SMP



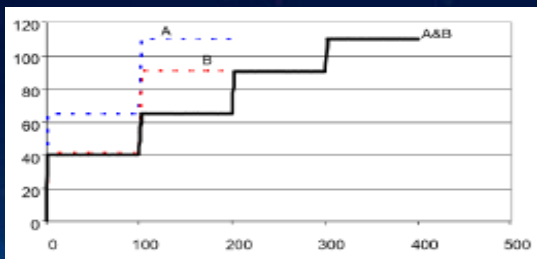


# Marginal or Appx Convex Hull Pricing

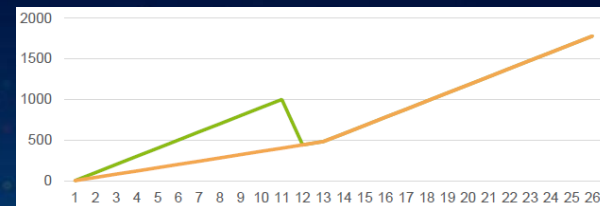


# Competitive Market

- **Pay-as-clear** auctions incentivize competitive market players to truthfully bid their **variable costs**  
Spinning Reserve Requirement – 200 MW
- The Israeli Power Market has **NO RULES** concerning Offers\Bids **formation**
- Market Participants have **no obligation** to provide **explanation** of Prices
- Without **transparency** and Clear rules, this will lead to **distorted** market **lack** of competition and **higher** prices



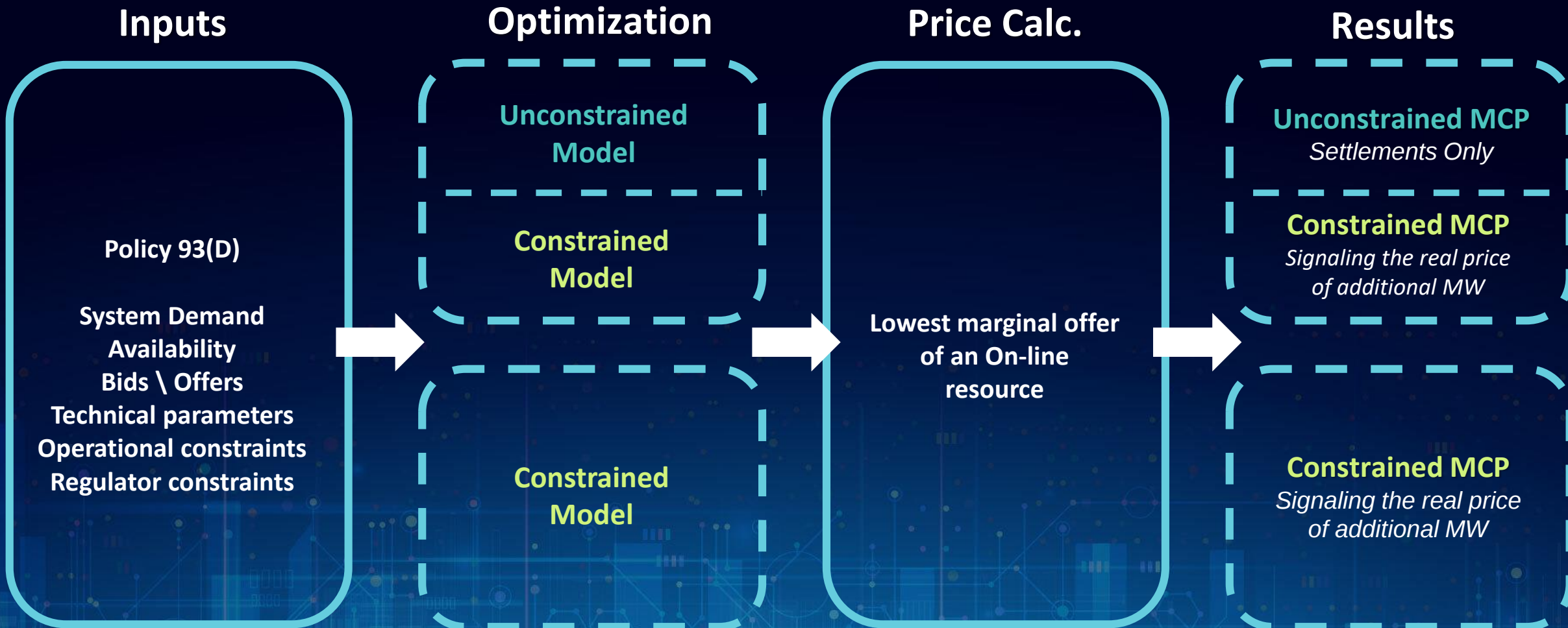
Marginal Pricing



Appx. Convex Hull Pricing

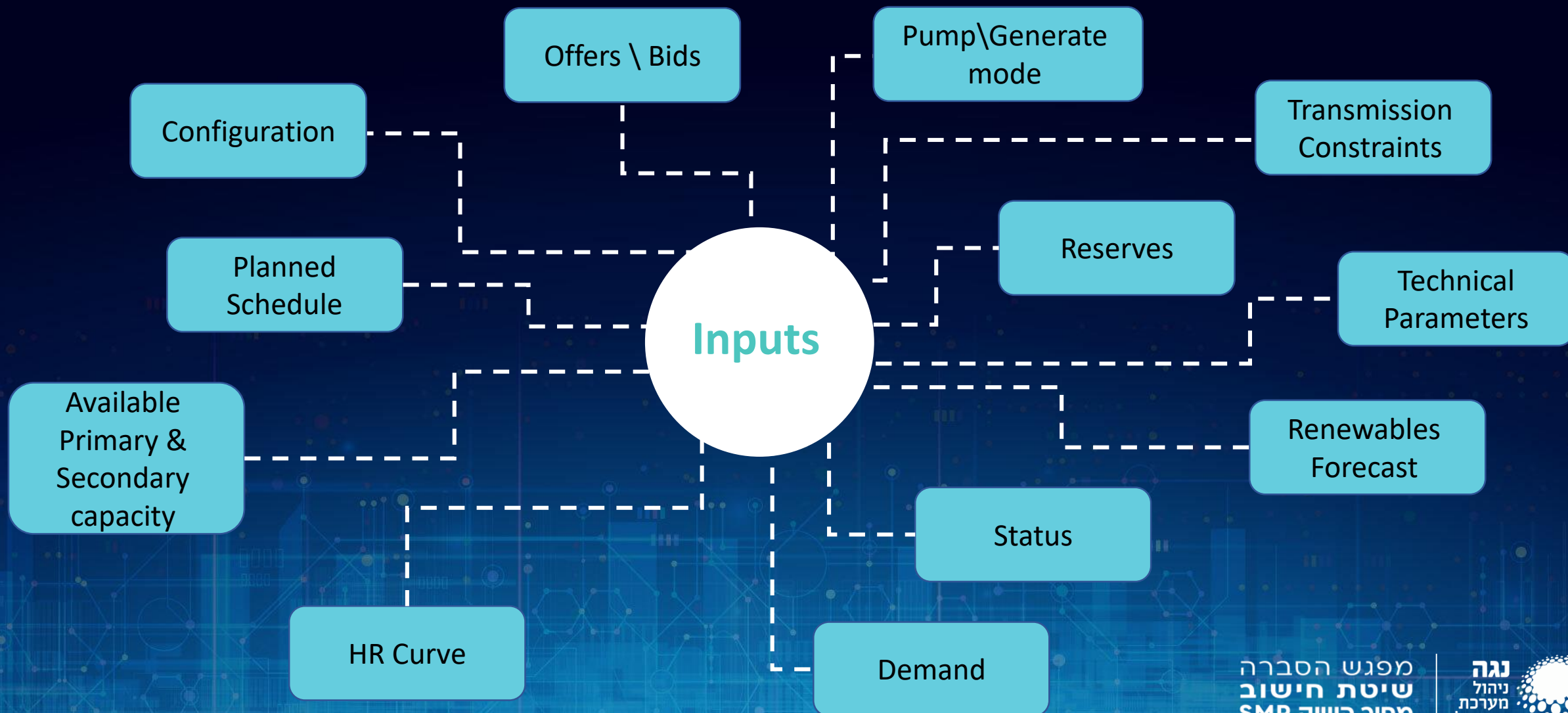


# Current and Future Price formation





# Current and Future Price formation

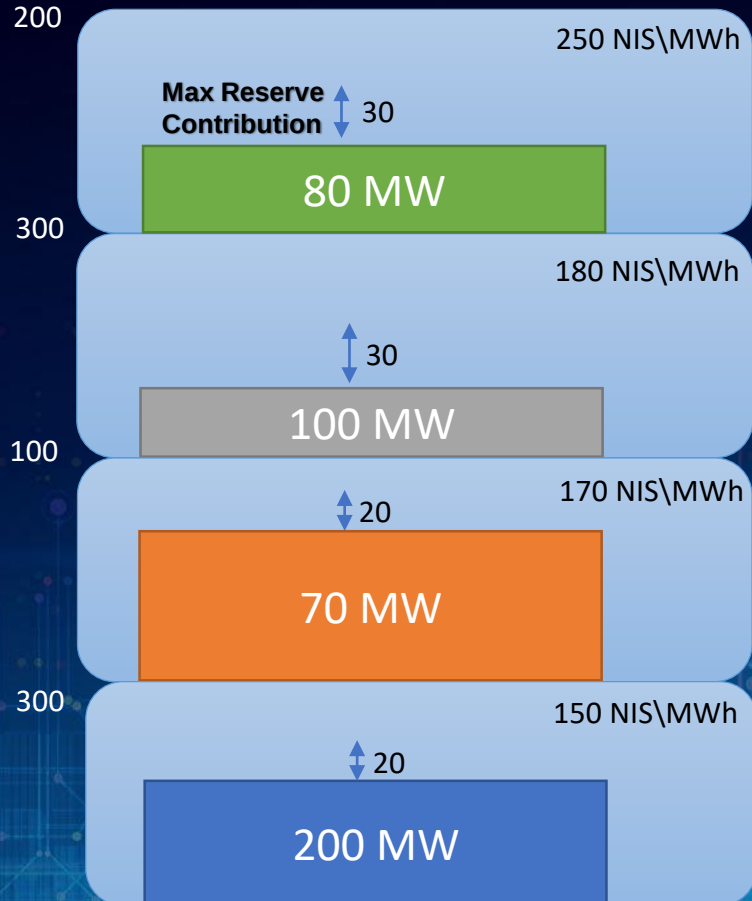




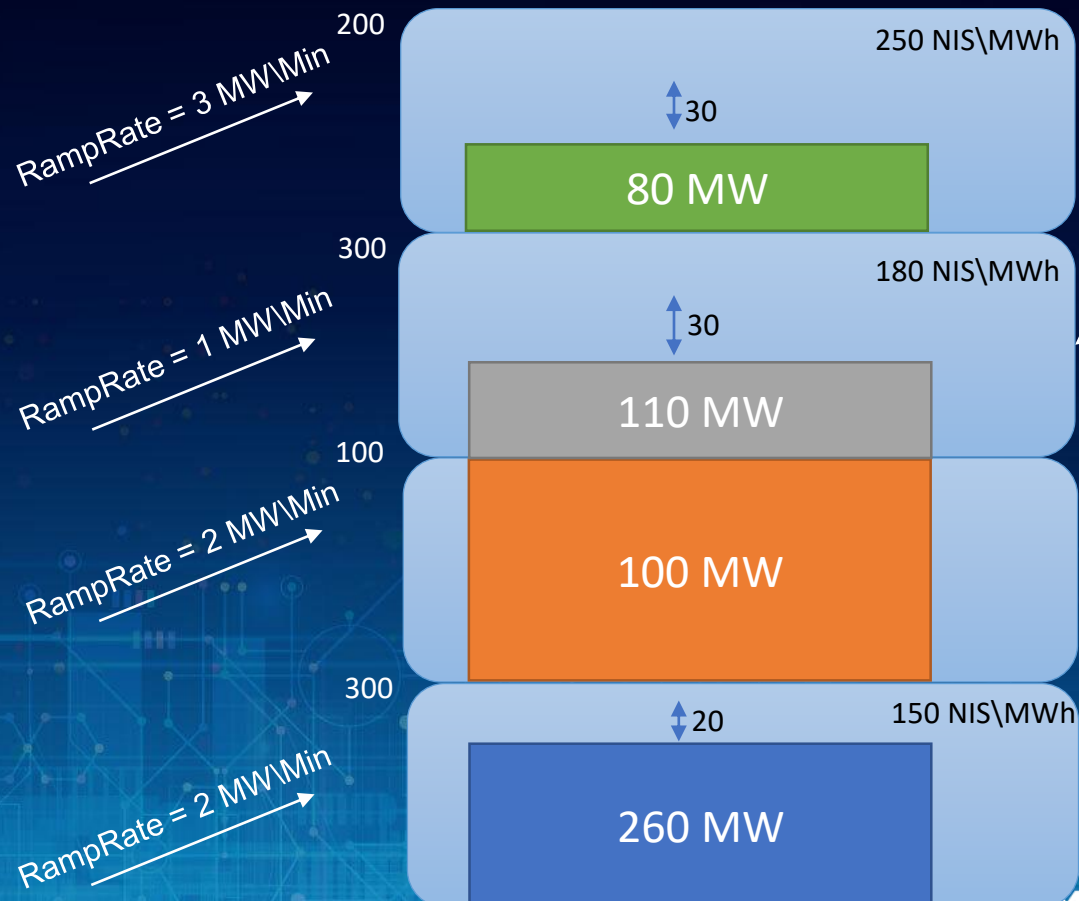
# Current and Future Price formation

**Initial Condition**  
**Demand = 450MW**

Available  
Capacity (MW)



**Demand = 550MW**  
**Reserve = 70MW**



**MCP = 180 NIS/MWh**

**SMP = 150 NIS/MWh**

Excluded due to RampRate violation

מפגש הסב  
שיטת חיש  
מחיר השוק SMP

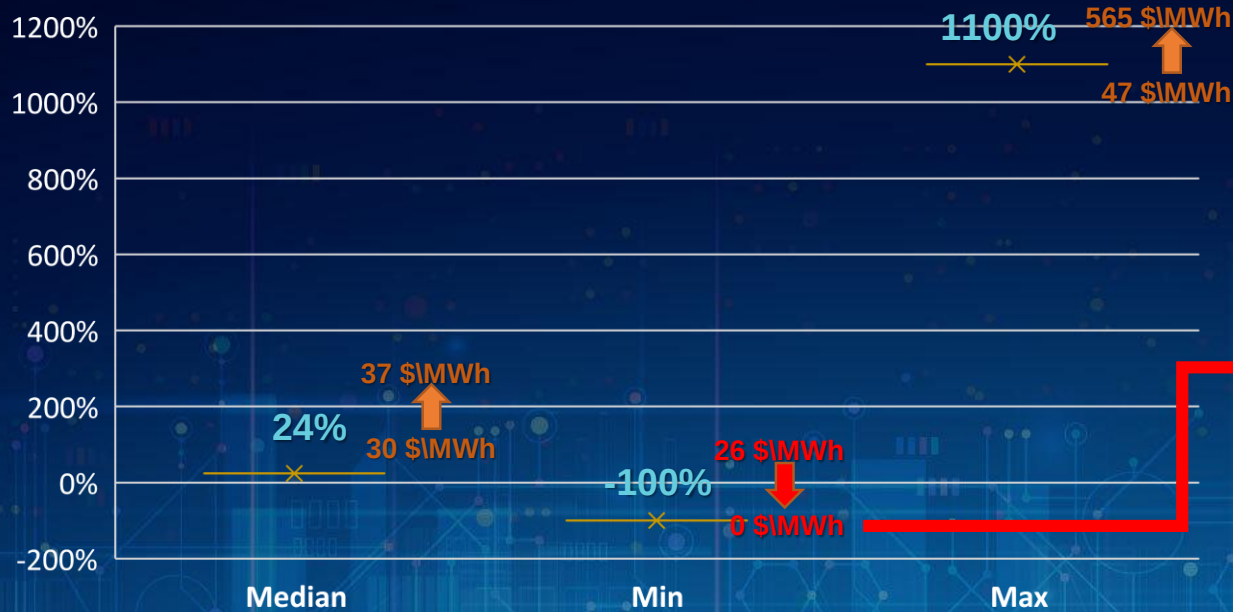




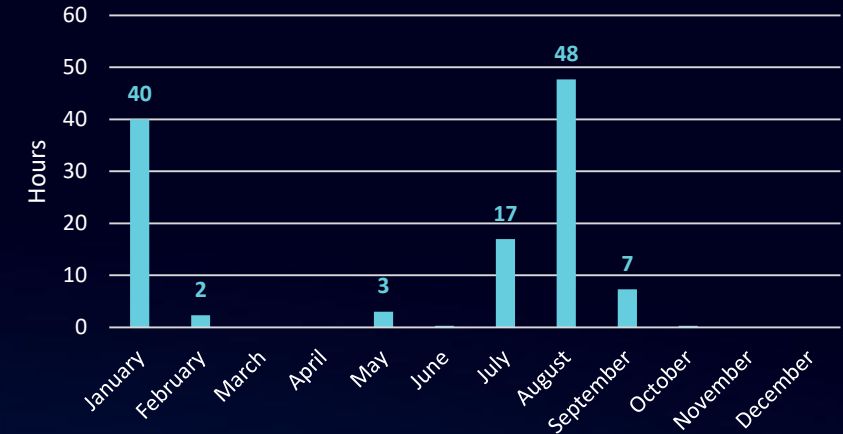
# Forward Analysis of 2024-2026

- **Future** evolution of MCP, based on **chosen** pricing mechanism
- **Sensitivity** of different parameters on **MCP** and **settlements**

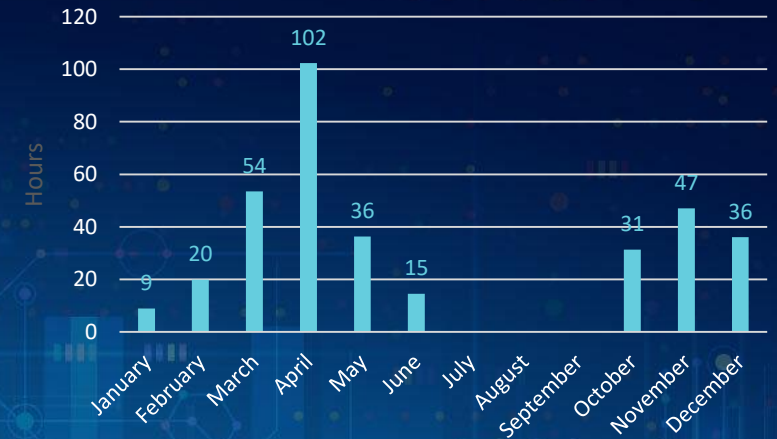
## Price Trend (Marginal VS Current)



## Average Gas/Oil Consumption Hours



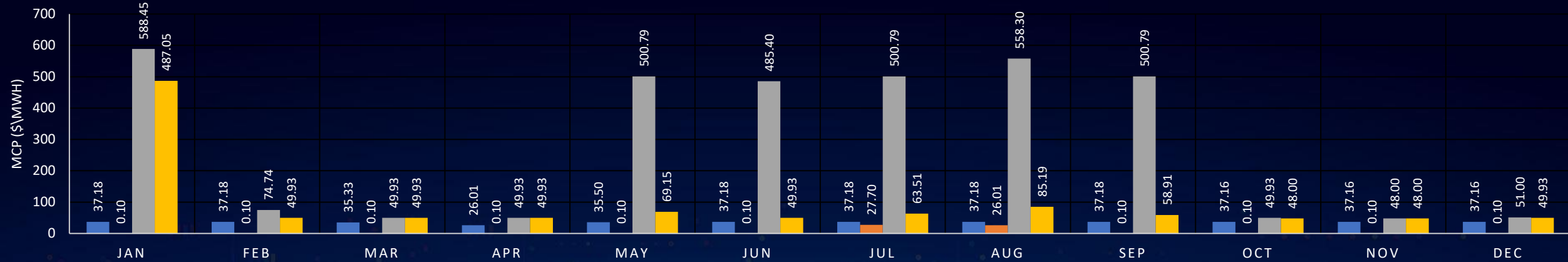
## Average Curtailment Hours



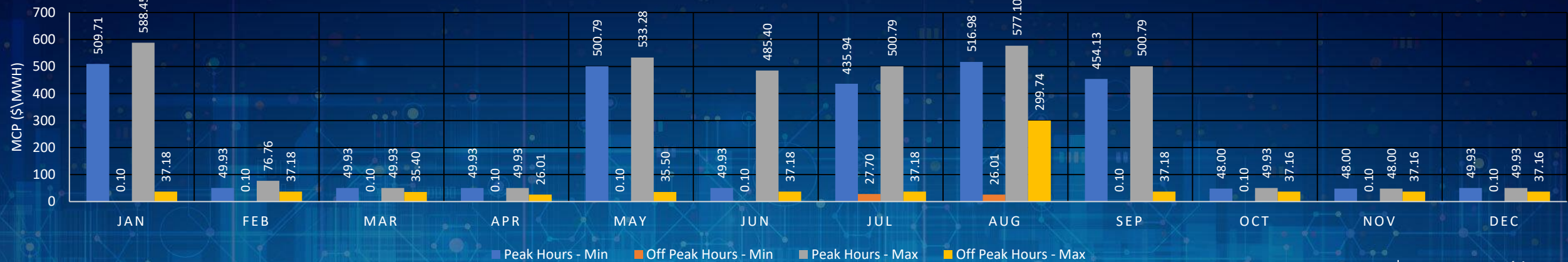


# Forward Analysis of 2024-2026

## 2025 - MIN\MAX MCP DURING OFF\PEAK HOURS BASE SCENARIO



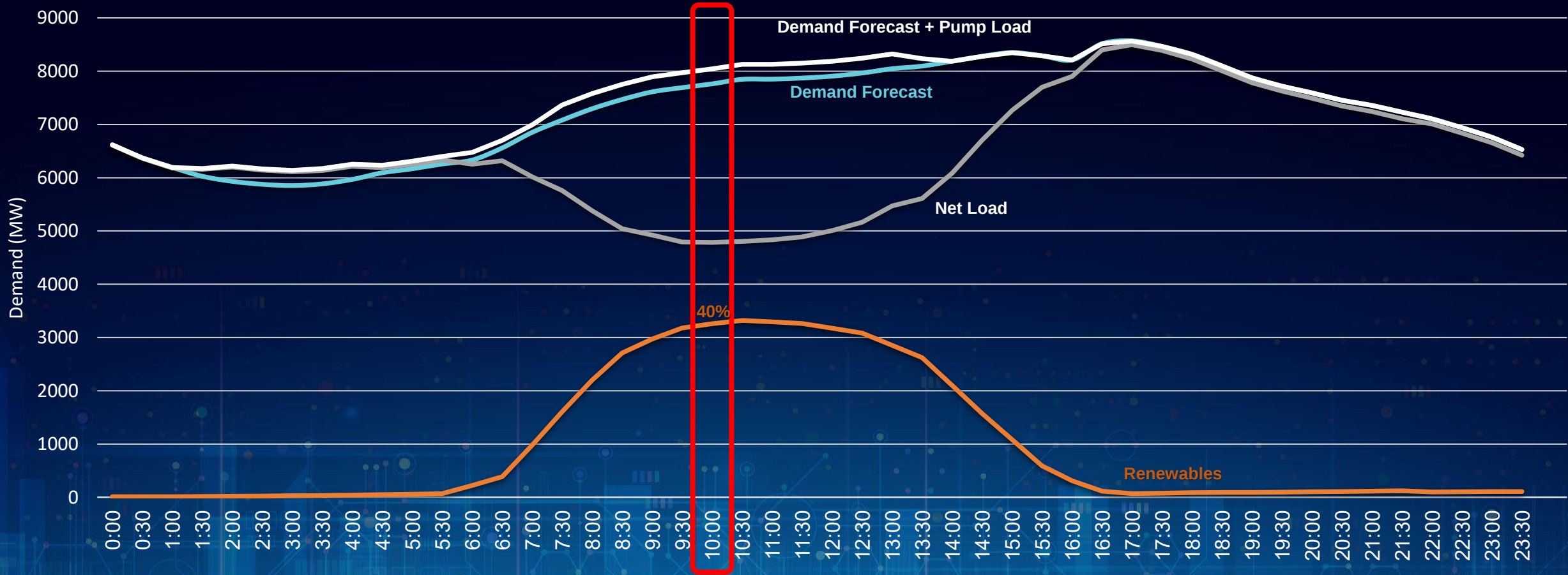
## GAS SHORTAGE SCENARIO





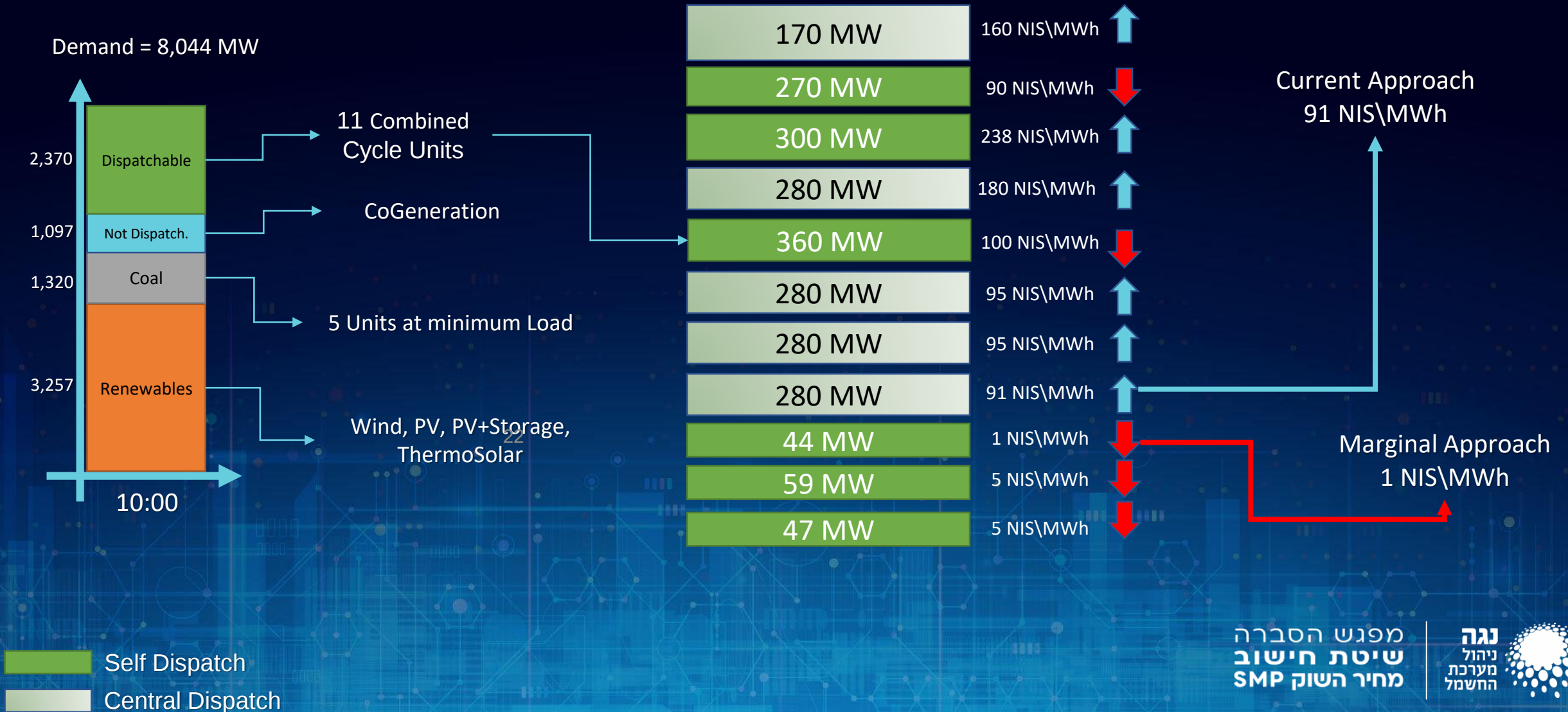
# Examples – MCP set by BidDown

WeekDay at November 2024





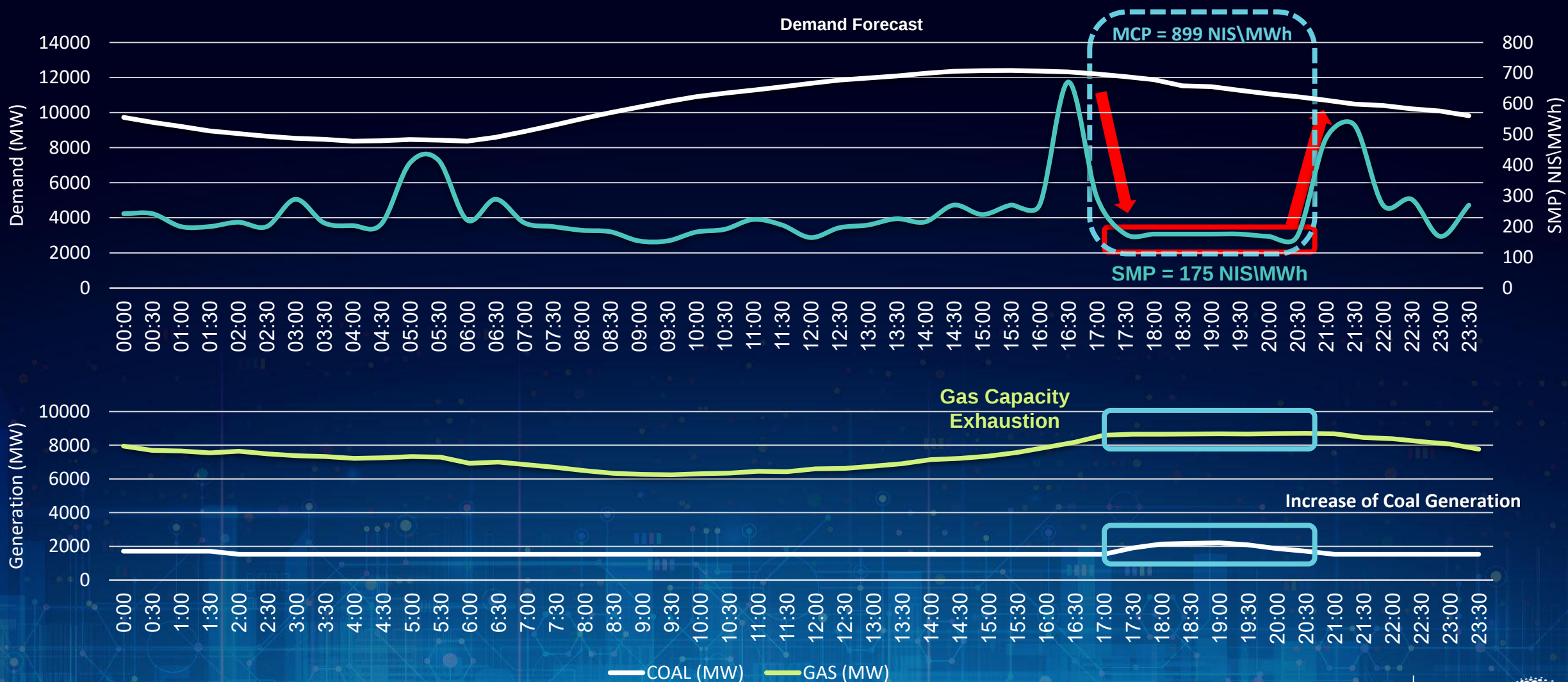
# Examples – MCP set by BidDown





# Examples – MCP set by Coal

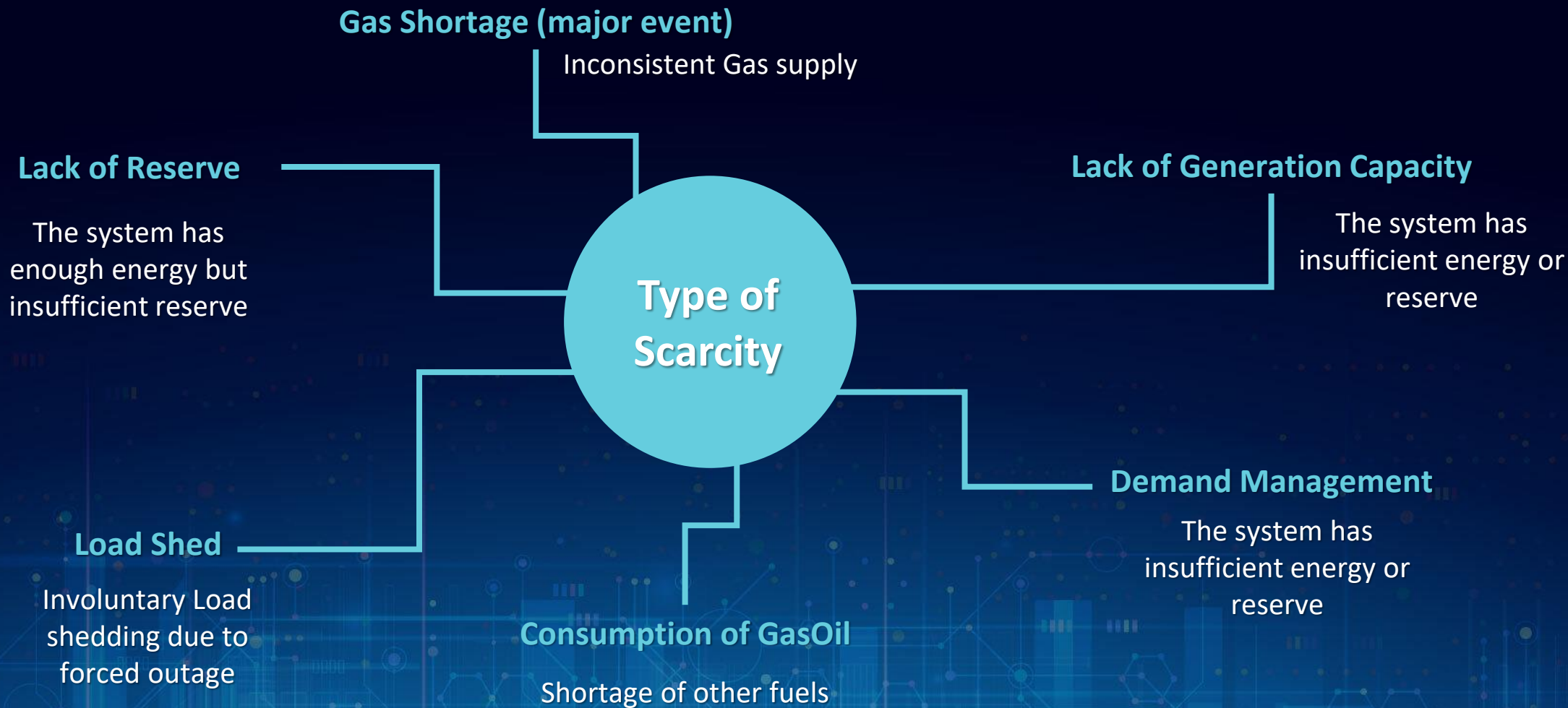
WeekEnd at September 2024



מפגש הסברה  
שיטת חישוב  
מחיר השוק SMP



# Scarcity Pricing



# Implementation Schedule

December  
2024

- Feedback from Market Participants
- Responses and Enhancements

March  
2025

- *MCP DayAhead – Go Live!*
- RealTime MCP Preparation

September  
2025

- *RealTime MCP – Go Live!*





# Summary

- Constrained MCP provides meaningful signal to the market of the real price of increase\decrease of load
- The new approach will provide the right sensitivity to system adequacy –will be presented by a high\low MCP
- Participation of All constraints and features of system requirements in the Pricing run – to be decided
- Marginal approach is recommended as the first enhancement of the current approach
- CHP will be a part of future enhancement of price formation, clear rules required as in US power markets
- Coal Units will not set the price => the highest accepted offer of a GAS unit will be used instead
- Scarcity pricing mechanism will be approved by the PUA
- The selected MCP approach will be published by NOGA, based on PUA approval

## שאלה מס' 1 רזרבה סובבת

אם נקבע שנדרשת רזרבה סובבת של לפחות 600 מגוואט – הכוונה היא שגם לאחר תוספת ייצור שולית (אשר עלותה משתקפת ב-SMP) תישאר רזרבה סובבת של לא פחות מ-600 מגוואט?



## שאלה מס' 2 השפעת תחנות על מחיר השוק

בניח שקיימת תחנה הנדרשת לפעול מטעמים תפעוליים (בהספק מלא או חלקי) במשך יום שלם – הפעלת התחנה מפחיתה את הדרישה לחשמל מכל יתר התחנות לאורך כל שעות היום. האם חישוב ה-SMP מחושב בהינתן זאת (כך שיתקבל SMP נמוך יותר ברוב השעות מאשר אם התחנה לא הייתה מופעלת)? האם עלות הייצור של התחנה עצמה יכולה לקבוע את ה-SMP?



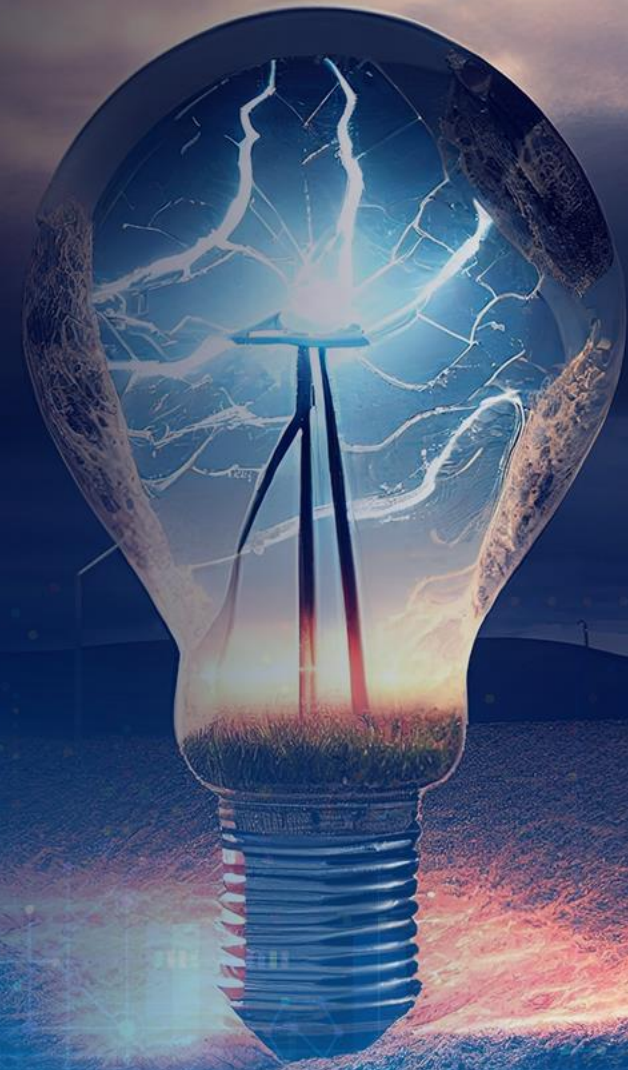
## שאלה מס' 3 השפעת הפעלת תחנה בשעות שונות

באשר נדרשת הפעלת תחנה בשעה מסוימת לצורך מענה לשיא הביקוש, אך הפעלתה מתחילה שעה קודם ומפחיתה דרישת אנרגיה מיתר התחנות - כיצד זה משתקף במחיר השוק?  
האם בעקבות הפעלת התחנה יתקבל SMP נמוך יותר בשעה זו (מאשר אילולא הופעלה התחנה), וזאת למרות שעלות הייצור בתחנה גבוה יותר משל התחנה השולית



## שאלה מס' 4 אילו צי רשת

האם עלות הייצור של תחנה הנדרשת להפעלה  
באזור ספציפי עקב שיקולי רשת, תשמש לקביעת  
מחיר השוק?



## שאלה מס' 5

# מקרים פינתיים בקביעת המחיר

- כיצד מטופל מצב שבו כל גידול נוסף בביקוש מחייב הפעלת תחנה נוספת? האם עלות ההתנעה וההפעלה בעומס מינימום של התחנה הנוספת תבוא לידי ביטוי במחיר השוק?
- כיצד נקבע מחיר השוק כאשר נדרשת הפעלת תחנה שולית בעומס מינימלי תוך הפחתת עומס בתחנות אחרות? האם במקרה כזה, ה-SMP יקבע בהתאם לעלות הייצור של התחנה השולית (זאת שהועמסה כאמור בעומס מינימום), או של תחנה זולה יותר הממוקמת לפניה בסדר העמסה (ומועמסת כאמור בעומס חלקי כאילוץ)?



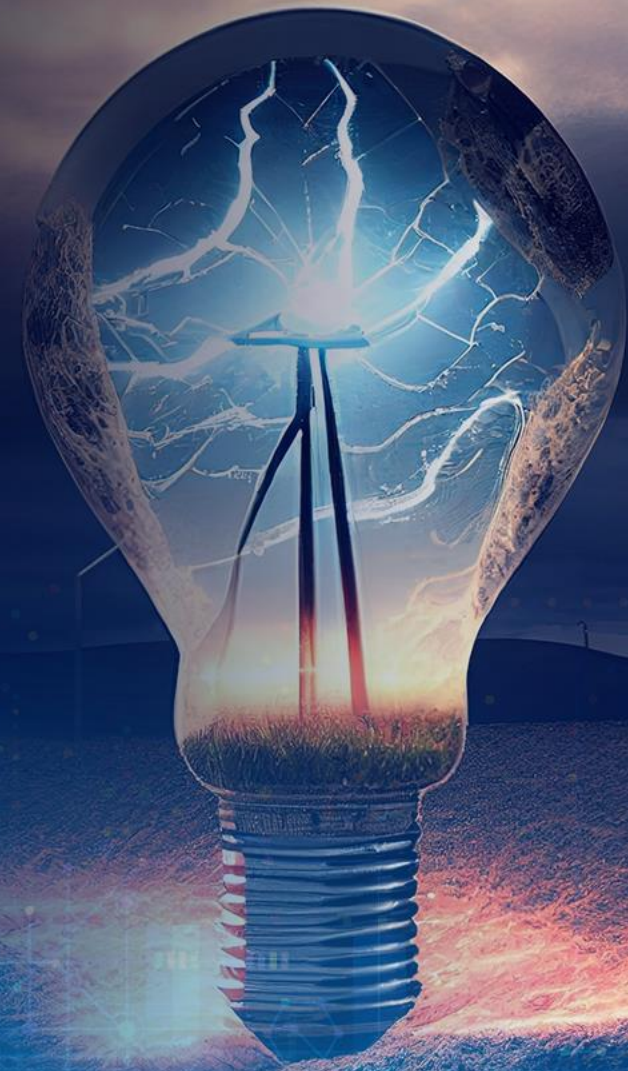
## שאלה מס' 6 הצעות מחיר מעל מחיר השוק

האם ייתכן מצב שבו תחנה עם הצעת מחיר גבוהה יותר מהמחיר הקיים תועמס בכל זאת?



## שאלה מס' 7 הבהרה רגולטורית

כיצד השיטה המוצעת נותנת מענה לסוגיית קביעת מחירי תקרה וריצפה להצעות מחיר אשר הוצעה על ידי רשות החשמל?



## שאלה מס' 8 עלויות התנעה והפעלה

- באילו מקרים עלות התנעה (start-up) נכללת במודל IP?
- באילו מקרים עלות הפעלה בעומס מינימלי נכללת במודל IP?



## שאלה מס' 9 תמחור רזרבות

האם צפוי יישום מחיר שוק עבור סחר ברזרבות?



## שאלה מס' 10 עומס ייצור מינימלי

- האם חישוב המחיר מניח עומס ייצור קונבנציונלי מינימלי מסוים? ההנחה לעומס מינימאלי של MW2000-3000 לפי תכנית הפיתוח
- כיצד מתקבל מחיר אפס בחלק מהשעות, במיוחד כאשר ייצור אנרגיה מתחדשת נמוך מהביקוש?



## שאלה מס' 11 אילוצים בחישוב

- האם הדוגמאות במסמך מחושבות תוך התחשבות באילוצי רשת ואילוצי גז?
- האם בחישוב המחיר נלקחים בחשבון כלל האילוצים, כולל מאפיינים טכניים ושיקולי רזרבה?
- האם ישנה הבחנה בין אילוצי הרזרבה והאילוצים הטכניים ובין אילוצי גז ורשת? הבחנה זו חשובה, משום שרשות החשמל עשויה לקבוע כי המחיר נטול האילוצים ימשיך להיות מחושב ללא אילוצי גז ורשת, בעוד שהמחיר יתחשב באילוץ הרזרבה והאילוצים הטכניים.



## שאלה מס' 12 נושאים טכניים

- מה פשר הגריטה של 912 מגוואט בשנת 2023?
- מדוע קיימת קפיצה משמעותית במחירים בין 2025 ל-2026 בתרחישי מחסור בגז?

Table 7: Prices computed using NOGA's current pricing approach.

| Year | Mean | Min  | Median | Max  |
|------|------|------|--------|------|
| 2024 | 29.7 | 26.0 | 29.8   | 48.8 |
| 2025 | 29.7 | 26.0 | 30.0   | 45.9 |
| 2026 | 29.3 | 26.0 | 29.8   | 45.0 |

Table 8: Prices computed using marginal pricing approach.

| Year | Mean  | Min | Median | Max   |
|------|-------|-----|--------|-------|
| 2024 | 50.1  | 0.1 | 37.2   | 558.3 |
| 2025 | 85.5  | 0.1 | 37.2   | 588.5 |
| 2026 | 120.6 | 0.1 | 37.2   | 577.1 |

## שאלה מס' 13 היבטים רגולטוריים

- כיצד תיושם השיטה בפועל?
  - מה מעמדו של מסמך הייעוץ והמלצותיו?
- שינוי מתודולוגי מסדר גודל כזה דורש שימוע של רשות החשמל בנוסף להליך שיתוף הציבור של נגה



## שאלה מס' 14 בחירת שיטת החישוב

מדוע נבחרה שיטת IP Model על פני Convex Hull?



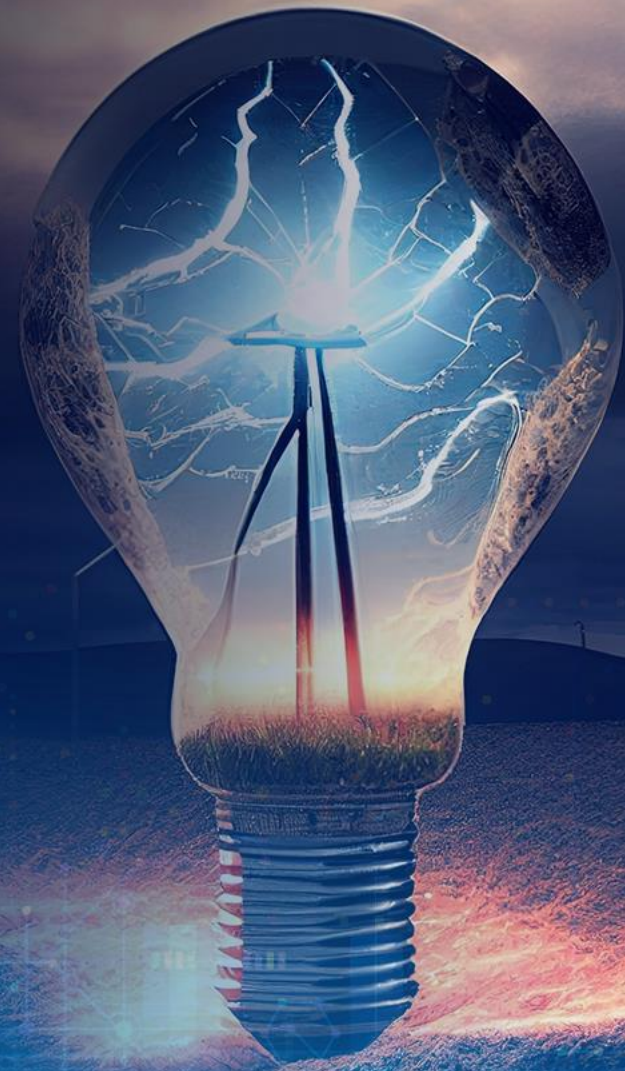
## שאלה מס' 15 משמעות מחיר השוק

האם המחיר ישקף את ההעמסה והמחיר האמיתי  
למשק, כולל השפעות האילוצים?



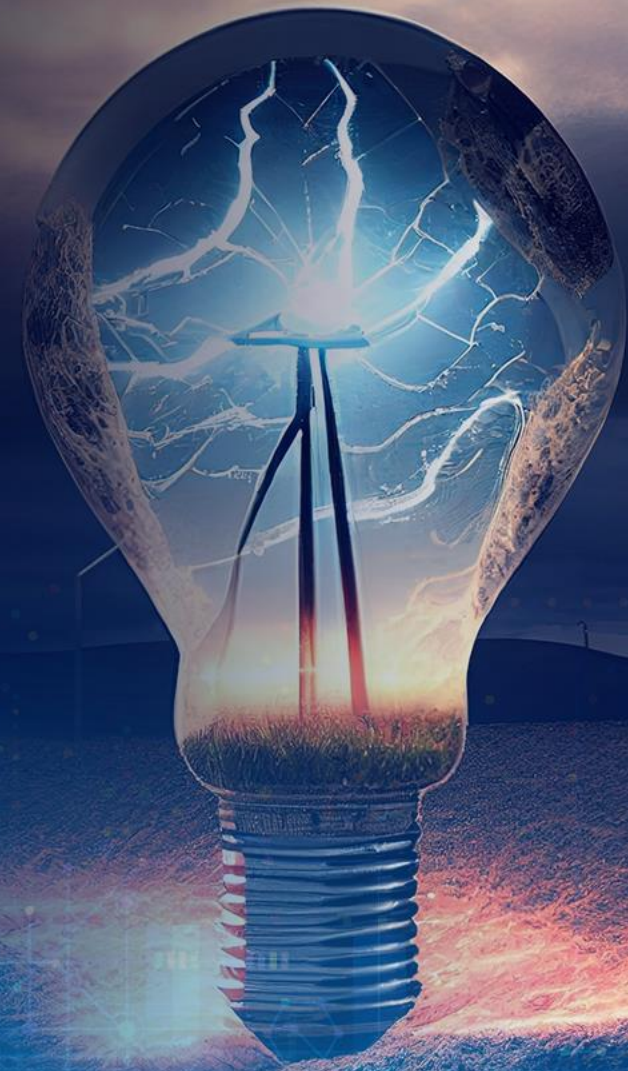
## שאלה מס' 16 השפעות על השוק

- כיצד מחירים אפסיים ישפיעו על צמצום תעריפים משלימים?
- כיצד השינוי יתרום לתחרות ולפיתוח השוק הסיטונאי?



## שאלה מס' 17 התאמת תעריפים

האם יבוצע עדכון פרמטרים ( $\alpha$ ) בתעריף המספקים  
לאור העלייה הצפויה במחירים?



## שאלה מס' 18 היקף אנרגיה מתחדשת

מדוע צוין היקף נמוך של אנרגיה מתחדשת בתחזיות  
לשנת 2026?



## שאלה מס' 19 השפעה על מחיר זמן אמת

כיצד ישפיע השינוי המוצע על חישוב מחיר השוק  
בזמן אמת?



# שאלה מס' 20 בקרה על מנגנון המחיר

האם תתבצע בקרה שוטפת על מנגנון  
קביעת מחיר השוק?





# תודה על ההקשבה

