

# オーストラリアにおける 供給信頼度評価に関する調査委託

調査報告書



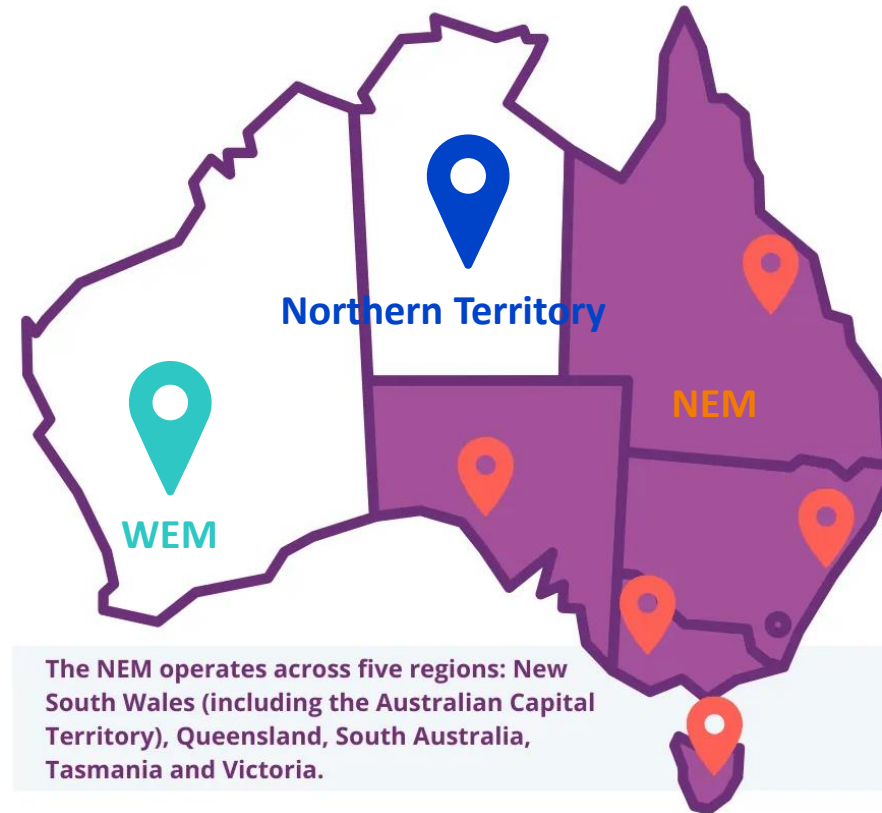
2024年3月18日

# 略語一覽

AEMO	Australian Energy Market Operator	MNSP/s	Market Network Service Provider/s
CIS	Capacity Investment Scheme	MPC	Market Price Cap
CRC	Certified Reserve Capacity	MT PASA	Medium Term Projected Assessment of System Adequacy
CVP	Constraint Violation Penalty	NCESS	Non-Co-optimised Essential System Services
CETL	Capacity Emergency Transfer Limit	NEM	National Electricity Market
CETO	Capacity Emergency Transfer Objective	NEMDE	NEM Dispatch Engine
DNSP/s	Distribution Network Service Provider/s	NER	National Electricity Rules
EAAP	Energy Adequacy Assessment Projection	NOS	Network Outage Schedule
EDA	Exploratory Data Analysis	PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
EFORd	Equivalent Forced Outage Rate on Demand	OPSO	Operational Sent-Out demand
ELCC	Effective Load Carrying Capability	OCCTO	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators
EMMS	Electricity Market Management System	POE	Probability of Exceedance
EMS	Energy Management System	PTDFs	power transfer distribution factors
EPRI	Electric Power Research Institute	RA	Resource Adequacy
ERAA	European Resource Adequacy Assessment	RCM	Reserve Capacity Market
ESOO	Electricity Statement of Opportunities	RCR	Reserve Capacity Requirement
EV	Electric Vehicle	RERT	Reliability and Emergency Reserve Trader
FCAS	Frequency Control Ancillary Services	RHS	Right Hand Side
GADS	Generator Availability Data System	RoCoF	Rate of Change of Frequency
GELF	Generator Energy Limitation Framework	RRO	Retailer Reliability Obligation
GEV	Generalized Extreme Value	SAM	System Advisor Model
IRM	Interim Reliability Measure	SRC	Supplementary Reserve Capacity
IRM Study	Installed Reserve Margin Study	ST PASA	Short Term Projected Assessment of System Adequacy
IRR	Interim Reliability Reserve	SWIS	South West Interconnected System
ISP	Integrated System Plan	TNSP/s	Transmission Network Service Provider/s
LHS	Left Hand Side	USE	Unreserved Energy
LOLP	Loss of Load Probability	WA	Western Australia
MMS	Market Management System	WEM	Wholesale Electricity Market

# (はじめに) AEMOが運営する2つの電力市場NEMとWEMについて

- NEM (National Electricity Market)は、オーストラリアのクイーンズランド州、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州、タスマニア州、南オーストラリア州の5つの地域市場管轄区域を相互接続している。西オーストラリア州と北の管轄区域はNEMに接続されていない。
- WEM (Wholesale Electricity Market)は、西オーストラリア州における南西の相互接続系統 (SWIS) を運営している。
- NEMとWEMは、それぞれの地域で卸電力の売買を可能にしている。NEMの規模はWEMの約10倍である。NEMは十分な発電容量を確保するためにひっ迫時の価格補正 (scarcity pricing) を使用しているのに対し、WEMには市場価格とは独立した予備容量市場がある。



出典: AEMO. NEM. [ESOO Update Infographic 1](#). April 2022.

(注) 本委託調査では、NEM (紫色の区域) におけるリソースアデカシーの評価プロセスを調査対象とした。

# (はじめに) NEMとWEMの電源構成と電力系統の特徴

## WEM

### SWIS facts



Supplies electricity from 72 registered generation facilities to 1.2 million homes and businesses.



More than 17 terawatt (TW) hours of electricity is traded and used annually through the SWIS.



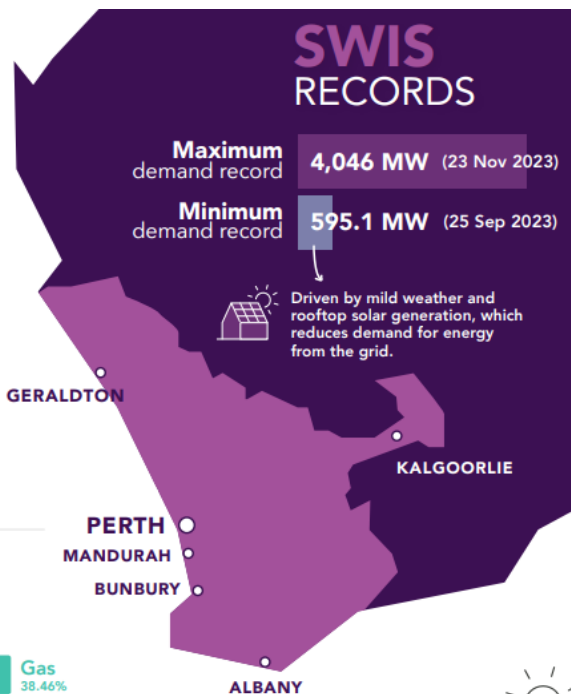
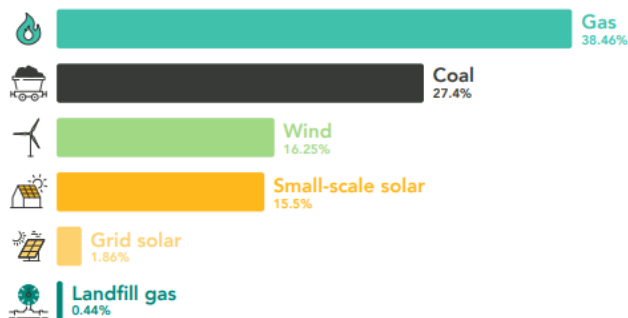
Collectively, rooftop solar is the largest generator in the SWIS. It is currently installed in more than one-in-three households.



The SWIS covers 260,000 km and includes 7,750 km of transmission and 93,350 km of distribution powerlines, owned and operated by Western Power.

### The generation mix

Annual generation by fuel type (1 July 2022 – 30 June 2023)



### WA's energy transition

A decade ago, 90% of electricity through the SWIS was supplied by burning coal and gas.

Today, wind and solar generation account for around a third of our annual electricity supply, peaking at about 84%, at times.



## NEM

### NEM Facts



Commenced as a wholesale electricity market in December 1998.



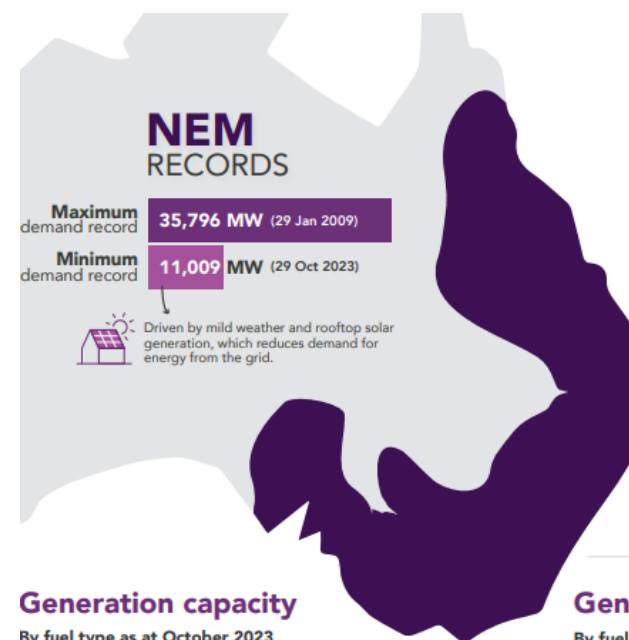
More than 570 registered participants, including generators, transmission and distribution network service providers, and market customers, including retailers.



Approx 175 terawatt hours of electricity supplied to homes and businesses a year.

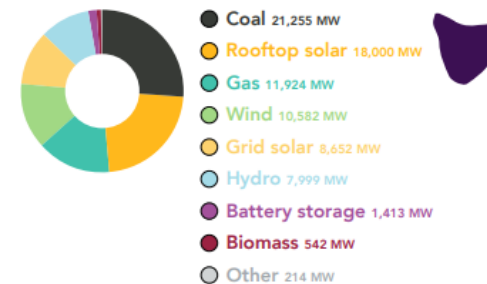


\$25.46 billion traded in FY22-23.



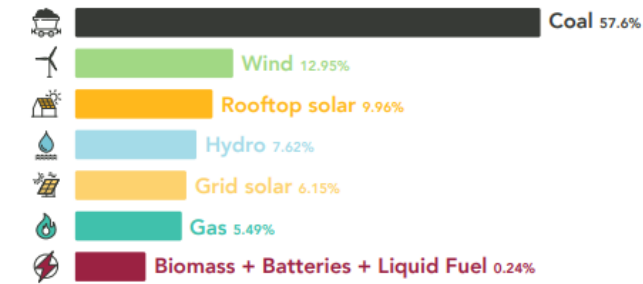
### Generation capacity

By fuel type as at October 2023



### Generation supply mix

By fuel type from 1 July 2022 – 30 June 2023



出典: AEMO. WEM. [Fact Sheet](#).

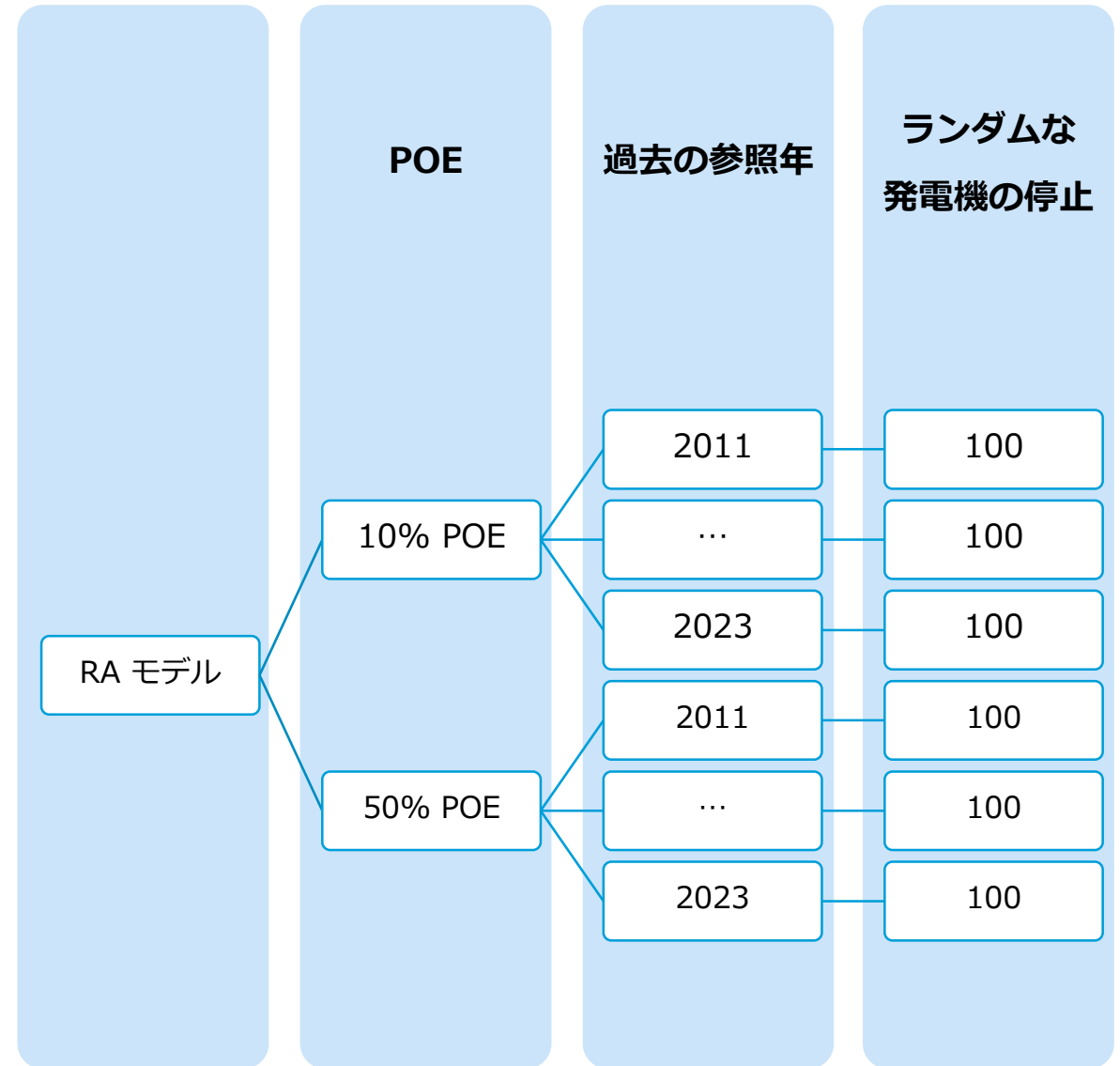
出典: AEMO. NEM. [Fact Sheet](#).

# (はじめに) RAモデルと供給信頼度基準について

- 本報告書において取り上げるリソースアデカシー (RA: Resource Adequacy) モデルについて
  - 本報告書で述べるRAモデルは、NEM内におけるESOO、EAAP、MT PASAの各プロセスに用いられるモデルを指す。ESOO、EAAP、MT PASAとは、今後2年間もしくは10年間の想定と予測に基づき、信頼度基準を履行するAEMOのプロセスを指す。
  - 本報告書では、下記については調査対象外とする。
    - WEMにおけるESOO、MT PASAのプロセス
    - ST PASA (NEMにおける6日間の取引を対象とするRAプロセス)
- NEMにおける供給信頼度基準について
  - NEMは1998年に確立された0.002%信頼度基準を使用している。この0.002%信頼度基準は、任意のNEM地域における供給不足エネルギー (USE: Unserved Energy)が年間需要の0.002%を超過しないことを意味する。
  - NEMにおける信頼性基準の歴史は、「[Extension of Reserve Trader Sunset](#) (予備力取引終了の延期)」という公開報告書に示されているが、0.002%の基準値自体がどのように決定されたかについては明示されていない。

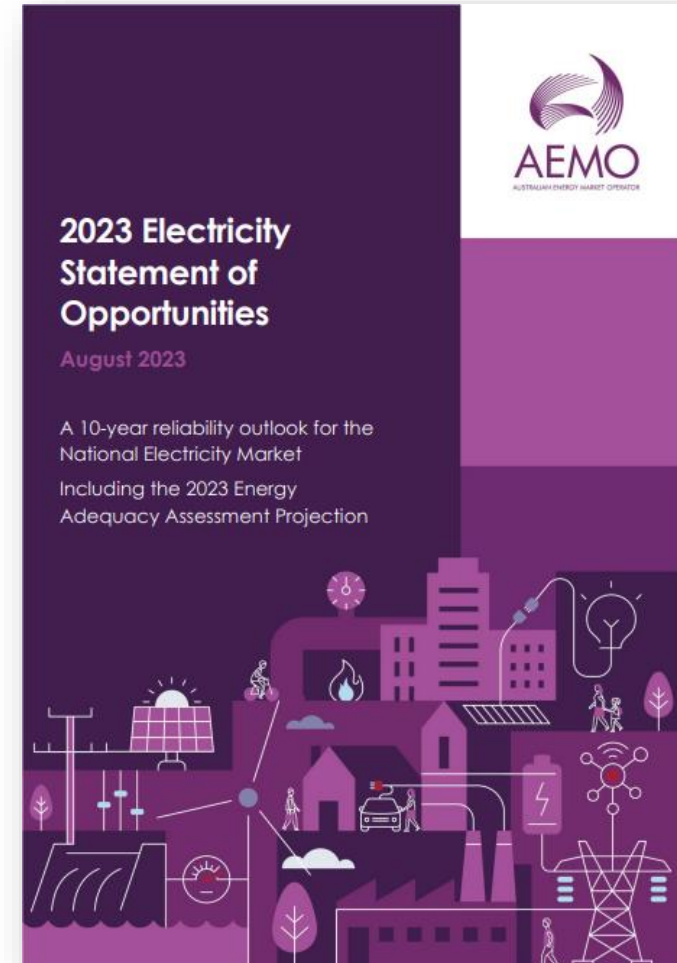
# (はじめに) NEMにおけるエネルギー供給不足 (USE: Unserved Energy) の計算方法について

- 過去13年間において、参照年ごとに100回のランダムな発電機停止を持つモデルを想定する。年間総電力消費量は200,000MWhである。
  - 例えば、10% POE (Probability of Exceedance) の USEは2011年では200 MWh、2015年では500 MWh、2022年では300MWh、50% POEにおいてはUSEは発生しなかったとする。
  - このとき、USEの期待値は下記で計算される。
    - USEの期待値： $30.4\% \times (200 \text{ MWh}/1300 + 500 \text{ MWh}/1300 + 300 \text{ MWh}/1300)/200,000 \text{ MWh} = 0.000117\%$
- ここで、  
30.4%: 10% POE計算の重み係数、  
1300: 13の参照年 x (年間あたりの) 100回のランダムな発電機停止
- この場合、信頼度基準0.002%が満たされていると判断される (0.000117% < 0.002%)



# (はじめに) NEM ESOOの概要

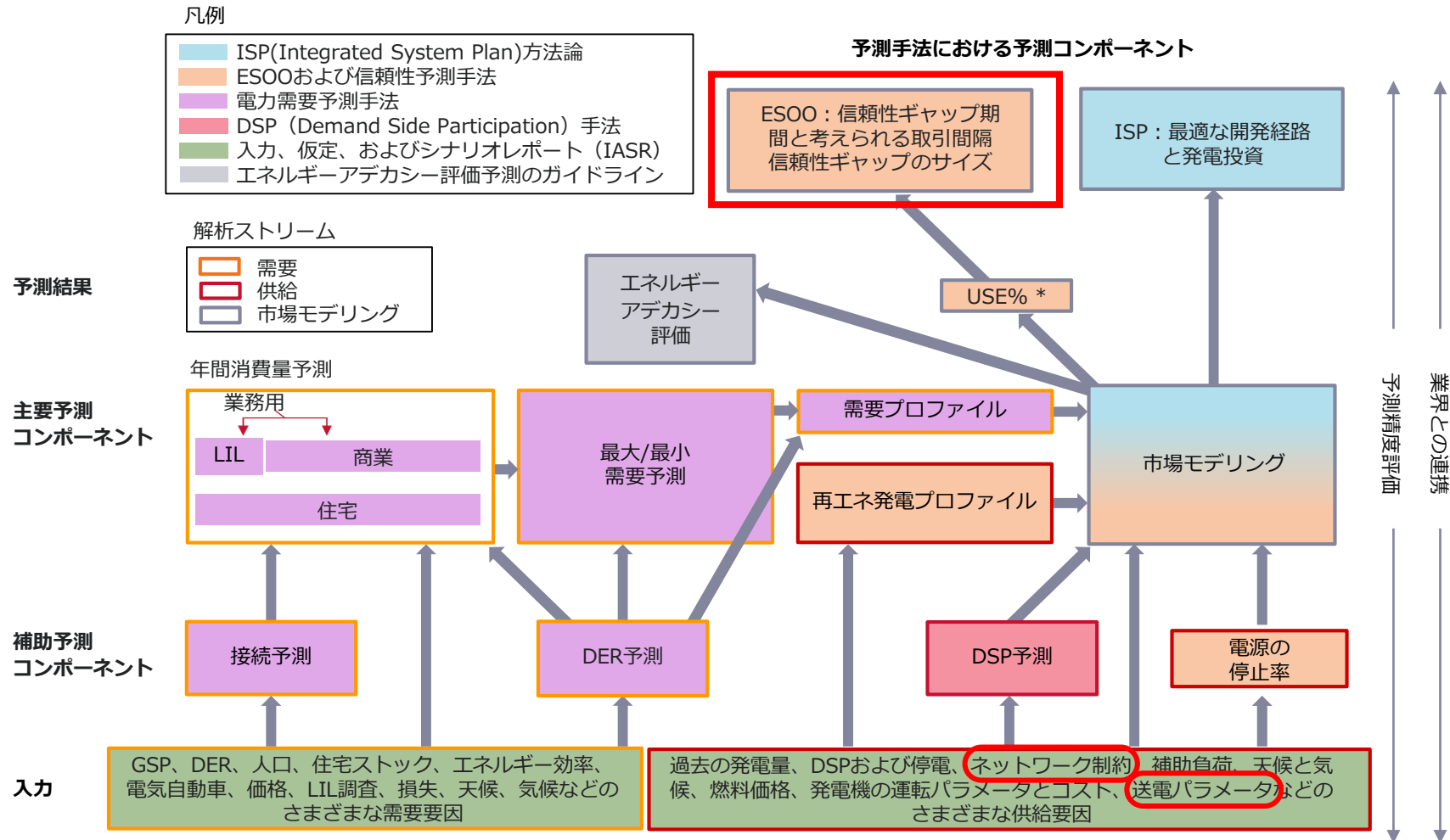
- AEMOは、オーストラリアのNEMについての10年間の供給信頼性の見通しであるESO0 (Electricity Statement of Opportunity)を毎年公表している。
  - この予測プロセスの目的は、市場参加者が情報を基にした投資判断を行うのを支援することで、協力的な意思決定プロセスと競争的な意思決定プロセスの間の橋渡しとして考えることができる。
- AEMOは、NEM内の管轄区域に対して2つの関連する信頼性基準を使用している。
  - Interim Reliability Measure (IRM)は、任意の地域における供給不足エネルギー (USE) の期待値であり、任意の会計年度におけるエネルギー需要の0.0006%以下が基準値である。
  - 信頼性基準は、各地域におけるUSEの期待値であり、任意の会計年度におけるエネルギー需要の0.002%以下が基準値である。



出典: AEMO. NEM. [2023 ESOO](#).

供給信頼性は、国や地域においてはリソースアデカシー (RA) と呼ばれる

# (はじめに) NEM ESOOにおける予測手法の全体図



出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach showing Forecasting Components.](#)

**NEM ESOOでは、電力システムの混雑はネットワーク制約と送電パラメータを用いてモデル化している**



# 目次

1

## 調査の背景と目的

AEMOの供給信頼度評価手法の調査と目的についての説明する

2

## ネットワーク制約

AEMOのRAモデルにおいて、系統混雑を管理するために利用されるネットワーク制約の表現方法について説明する

3

## 供給信頼度モデル化手法

AEMOのRAモデルにおいて採用されている供給信頼度モデル化手法を説明する

4

## 需要の想定

AEMOのRAモデルにおいて使用される需要予測に関する主要な想定について説明する

5

## 供給力の想定

AEMOのRAモデルに使用される供給力予測の想定について説明する

6

## 容量メカニズム

NEMとWEMにおける容量メカニズム、オーストラリア国外における系統混雑管理の例について議論する

7

## 結論

本調査のまとめについて述べる

8

## 補足資料

EPRI/AEMO/OCCTO間で実施された供給信頼度評価手法の意見交換会で使用されたAEMOの資料を掲載する



# 1. 調査の背景と目的

# 供給信頼度のモデル化における一般的な課題

供給信頼度のモデル化の課題は、構築される具体的なモデルの種類や用途によって異なる。ただし、いくつかの一般的な課題は、様々なモデリングの文脈において存在する。

- **データ**：正確性と情報共有の制約がモデル開発の妨げとなる。
- **計算**：大規模なモデルを解き、現実に近い結果を得ることが要求される。
- **複雑度**：多様な要素と不確実性の把握が困難である。
- **動特性**：電力系統の変化への適応と新技術の統合が困難である。
- **コミュニケーション**：モデル開発者と実務者間のギャップ解消が重要である。



# OCCTOにおける供給信頼度モデル化の課題

## 1. 複雑性と

### 動特性の把握

- OCCTOのRAモデルは、9つの地域（中部、中国、北海道、北陸、関西、九州、四国、東京、東北）の連系線を考慮した電力システムを数値計算をしている。現在のモデルは地域間の送電に伴う系統混雑を模擬することはできるが、各地域内での混雑は表現することができない。これにより、RAに関する懸念が過小評価される可能性がある。
- このモデル上の制約に対処するために、OCCTOはモデルに地域内送電を組み込むことを検討している。これにより、各地域内での混雑をより包括的に分析できるようになり、ロバストなRAの全体評価を実施することができるようになる。

## 2. 長時間の実行時間

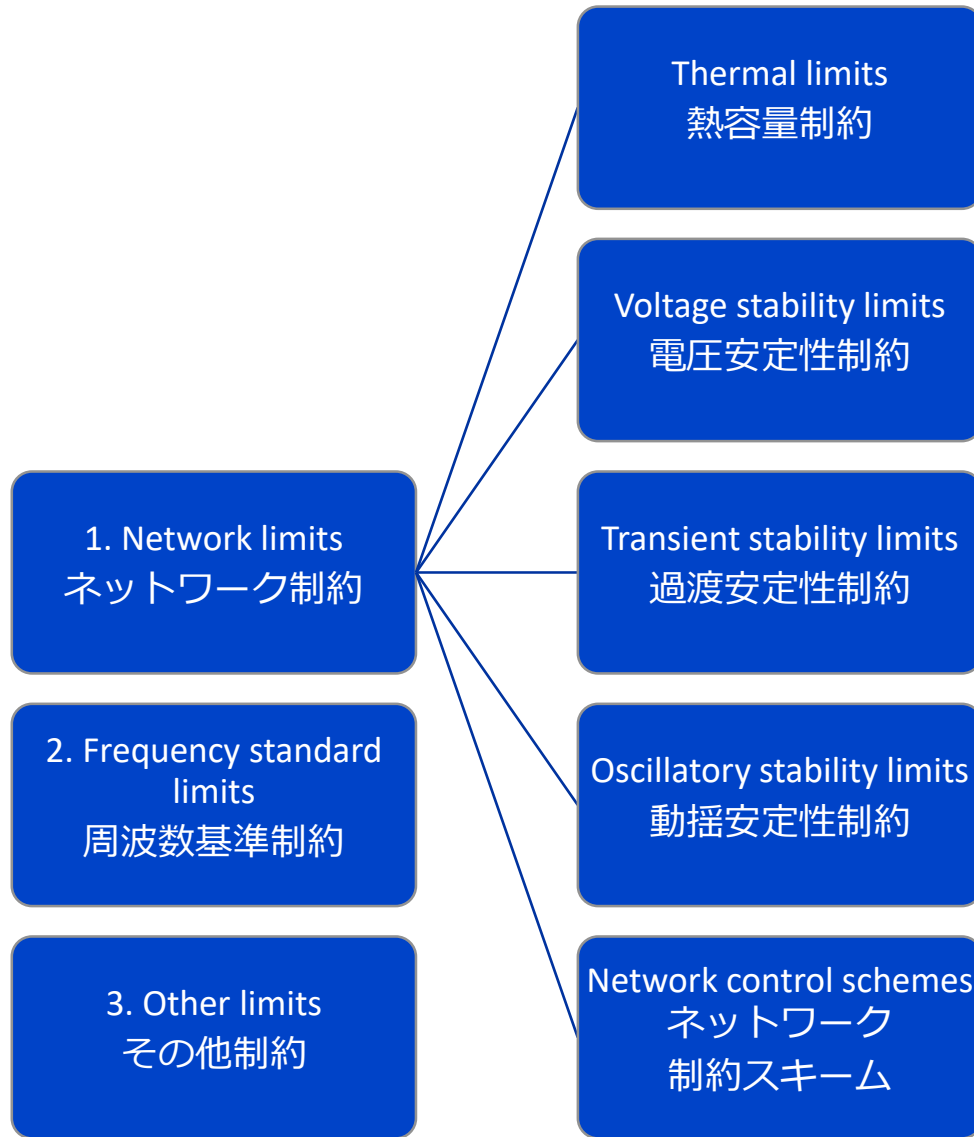
### による計算上の 制約

- OCCTOの現在の供給信頼度評価手法は、年間の最大需要の変動を考慮するためにエリア間の融通などを踏まえた精緻な評価を行っている。これらの評価では、年間8,760時間（年間の計算に相当）×10,000回の計算を実施しており、多くの計算時間を要する。モデル内で地域内の送電システムを考慮すると、計算時間がさらに増加することが考えられる。

## 2. ネットワーク制約



# AEMOにおける電力系統制約について



AEMOは電力系統上の制約を主に3つに分類している（左図参照）。

## 1. ネットワーク制約

- **熱容量制約**：平常時または緊急時に、電力潮流が送電機器上の定格（連続あるいは短時間）を超えないように管理するために使用される。
- **電圧安定性制約**：緊急時においても、送電電圧が許容範囲内に維持されるように使用される。
- **過渡安定性制約**：緊急時において、電力系統上の全発電機の同期を維持するために、電力潮流を管理するために使用される。
- **動揺安定性制約**：緊急時において、電力系統の動揺の減衰（ダンピング）が十分であることを確認するために、電力潮流を管理するために使用される。
- **ネットワーク制御スキーム**：発電機出力に対する、発電機制御のスキームや無効電力制御装置のモデリングを指す。

## 2. 周波数基準制約

- 周波数制御アンシラリーサービス（FCAS: Frequency Control Ancillary Service）によって、周波数を信頼性監視委員会（Reliability Panel）の基準内に維持するために使用される。

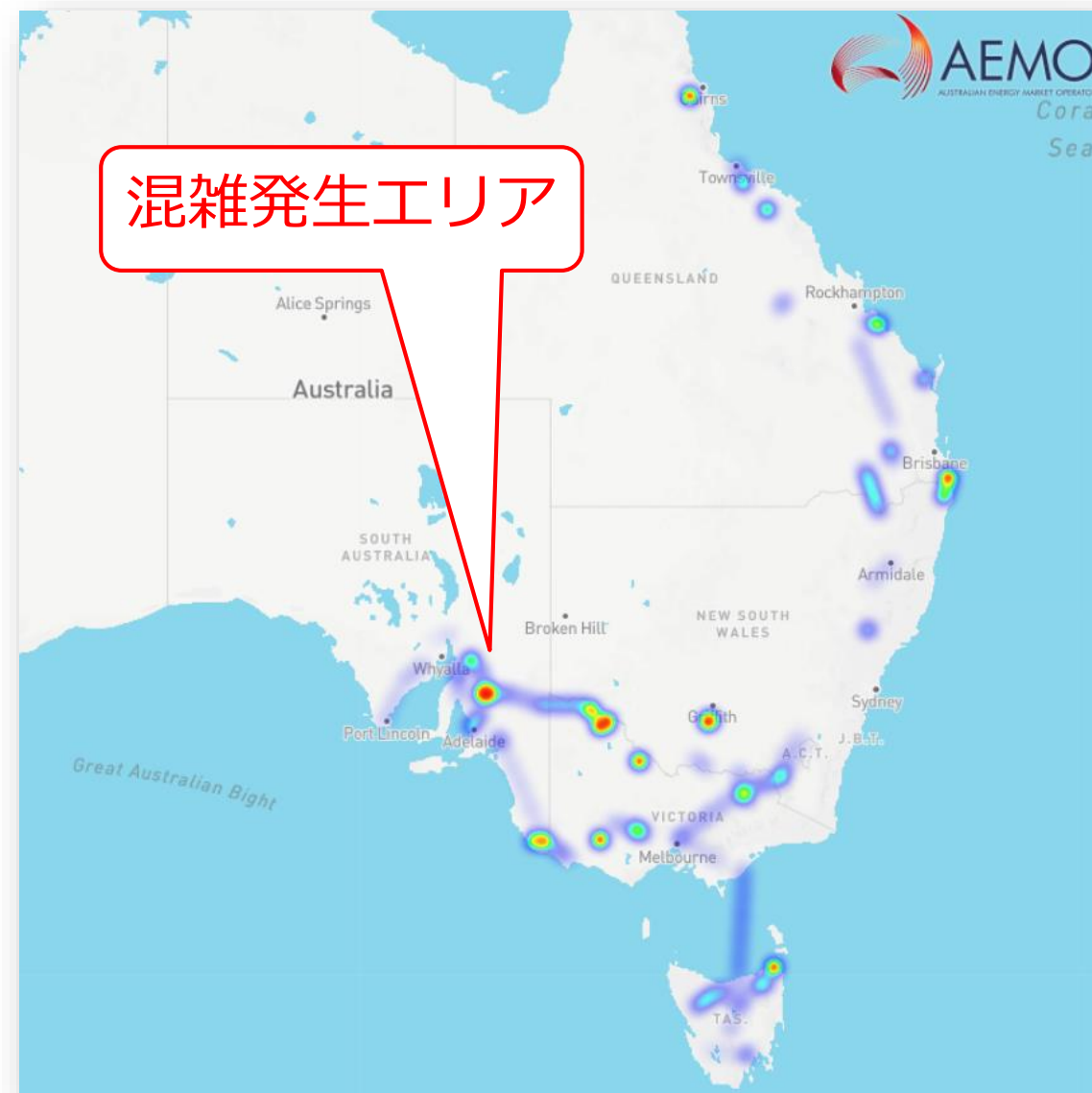
## 3. その他制約

- 地域間融通量の負の残差、変化率（連系線、発電機）、非適合性、ネットワークサポート契約、ユニットゼロ、個々またはグループの計画・部分計画電源（Scheduled/Semi-scheduled Generator）、計画負荷（Scheduled Load）、アンシラリーサービス負荷、ディマンド・レスポンス、双方向ユニット、マーケットネットワークサービスプロバイダ（MNSP）、連系線などを管理するための制約が含まれる。

# AEMOにおけるネットワーク制約の概要

ネットワーク制約は下記を目的として使用される。

- 電力システムの制約をモデル化
  - 電力システムの運用における技術的な制約を表現する。これらの制約は、発電と連系線の線形の組合せとして表現され、ある限界値よりも小さいか、等しいか、大きいかを示す。
- ディスパッチ、RAプロセス、および長期計画における電力システム混雑のモデル化
  - 混雑は主に2つの理由から発生する：
    - 送電線や変圧器の物理的な容量に達した場合
    - 系統安定性を確保するための安全限界値に達した場合
  - 右図は、2020年統合システム計画において、混雑や制約が発生する可能性が高いエリアを示している。

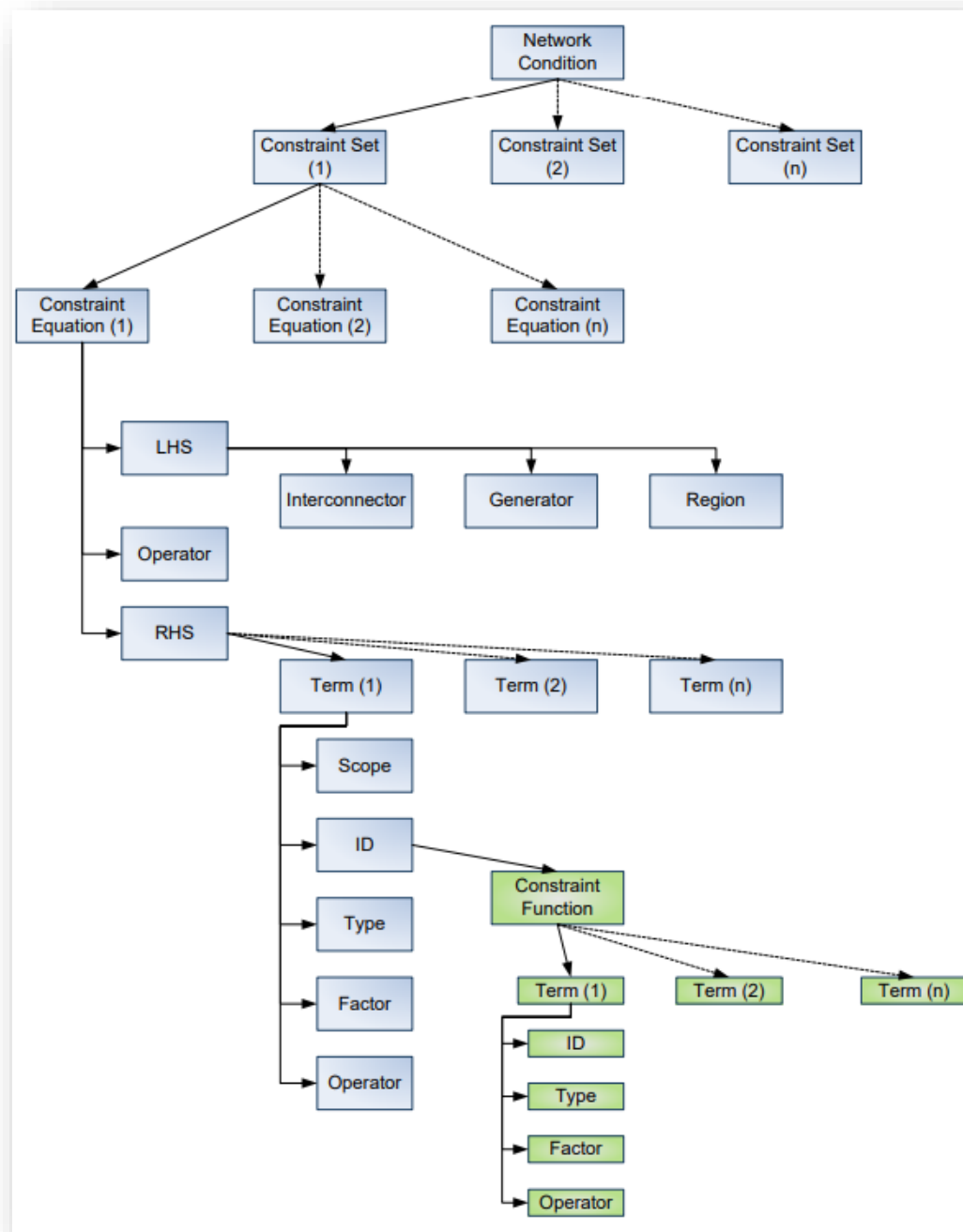


出典：AEMO. NEM. [2020 Integrated System Plan](#). 2019-2020 System Normal Congestion.

# ネットワーク制約の構造

NEMにおけるネットワーク制約の構造を右図に示す。

- 一般的に、NEMで定義されているネットワーク条件には、システム平常時と計画停止時の2つがある。
- 各ネットワーク条件は、1つまたは複数の制約式セットが必要。
- 各制約式セットには、1つまたは複数の制約式が含まれる。
- 制約式は、左辺（LHS: Left-hand Side）、数学演算子、および右辺（RHS: Right-hand Side）から構成される。



出典：AEMO. NEM. [Constraint Implementation Guidelines](#). April 2023.



# 制約式の主な構成要素

$$LHS \leq RHS$$

制約式は主に3つの要素で構成される。

- LHS（左辺）は、NEMDE（NEMディスパッチエンジン）により制御される要素の、線形の組合せで、連系線、計画電源・部分計画電源・計画負荷のディスパッチ、地域周波数制御アンシラリーサービスの潮流が含まれる。
- 制約方程式では $\geq$ 、 $\leq$ 、または $=$ の演算子を使用する。 $=$ の使用は避けられる。
- RHS（右辺）は、多くの異なるデータ型と複雑な計算を含む、1つまたは複数の項から構成される。RHSは、各時間枠ごとに指定できる（例えば、）
  - ディスパッチ、30分前ディスパッチ、短期RA評価予測（ST PASA: Short-Term Projected Assessment of System Adequacy）、および中期RA予測評価（MT PASA: Medium Term PASA）

# = 演算子を避ける理由

数値計算を安定化させるために、モデルの定式化では=演算子を避ける事が一般的である。(AEMOの公開文書において、=演算子を避ける理由について言及されていない)

## 3 母線モデルにおける最適潮流計算 (DC OPF) の定式化例

**Objective Function (目的関数) :**

$$\text{Minimize } (MC_1 \times G_1 + MC_2 \times G_2 + MC_3 \times G_3)$$

Where  $MC_i$  = marginal cost of generator  $i$ ,  $G_i$  = generation at bus  $i$ ,  $\theta_i$  = phase angle for bus  $i$ ,  $P_{ij}$  = Power-flow in line  $i$ - $j$ ,  $P_{load_i}$  = demand load at bus  $i$

**Decision variables (決定変数) :**  $G_1, G_2, G_3$  and  $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ , and  $P_{12}, P_{13}, P_{23}$

**Power flow in each branch (各ブランチにおける電力潮流) :**  $P_{ij} = 100 * B_{ij}(\theta_i - \theta_j) = 100 * (\theta_i - \theta_j)/(-x_{ij})$

Where  $B_{ij}$  is the susceptance of the branch  $i$  to  $j$ ,  $x_{ij}$  = reactance between line  $i$  and  $j$ ,  $\theta_i$  is the phase angle in bus  $i$

**Transmission limit constraints (送電容量制約) :**

$$100 * \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \leq P_{ijmax}, 100 * \frac{\theta_j - \theta_i}{x_{ij}} \leq P_{ijmax}$$

Where  $P_{ijmax}$  = line limit in line  $i$ - $j$

送電容量制約を表すために  
使用される不等号演算子

# 制約違反ペナルティ (CVP: Constraint Violation Penalty) 係数

- AEMOは、NEMDEおよびRAモデルにおいて、制約違反を認めながらCVP係数を割り当てることで、物理的に実行可能な発電機のディスパッチの解が常に出力されるように、解の探索を実現している。言い換えれば、どのようなディスパッチの解においても制約を違反してしまうケースもある。
  - 全てのCVP価格 (\$ / MWh) は、マーケットプライスカップ (MPC: Market Price Cap) を上回る値に設定されている。これにより、価格に関係なく、全ての利用可能なエネルギーリソースおよびFCASリソースが制約を違反する前に使用されるようにしている。
  - CVP価格がMPCよりも低く設定されている場合、CVPよりも高い価格のリソースを優先して出力し、誤って制約が違反される可能性がある。
- 以下の図は、2023年のNEM ESOOで仮定されたCVP係数を示している。

The screenshot displays the SimulationShell interface. On the left, a tree view shows the simulation structure, including 'Generators' (Hydro NSW) and 'Constraints'. The 'Constraints' section is expanded, showing 'Penalty Price' set to 1. On the right, a table lists various constraints with their corresponding 'Penalty Price' values. A red circle highlights the 'Penalty Price' column, and a red arrow points from a text box to this column.

Collection	Parent Object	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp0_ref
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp1_NQREZ
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp2_PEC_Stage1
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp3_NSW_SIPS
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp4_PEC_Stage2
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp5_PEC_FullCap
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp6_WRL
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp7_CWO
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp8_End_NSW_SIPS
Constraints	NEM	Penalty Price	600000000		\$	1			Grp9_End_VIC_SIPS

ペナルティ価格 = \$600,000,000/MWh

出典 : Screenshot from [AEMO's 2023 ESOO Model](#).

# 制約式の一般的な形

制約式の一般的な形を下記に示す。

LHS  
左辺

$a \times \text{Generator 1}$

$- b \times \text{Generator 2}$

$+ c \times \text{Interconnector}$

$\leq$  演算子

[Limit

$- \text{Flow across line(s)}$

]  $\times$  Scaling

$+ a \times \text{Generator 1 (current value)}$

$- b \times \text{Generator 2 (current value)}$

$+ c \times \text{Interconnector (current value)}$

RHS  
右辺

- 係数a、b、cはシフトファクター（Shift Factor またはContribution Factor）と呼ばれる。
- シフトファクターは電力システムの解析（例えば、PSSEやPSCAD）を用いて求められる。
- 電力潮流解析において、送電または配電ネットワークサービスプロバイダー（TNSPまたはDNSP）から提供された定格値が使用される。
- 左記の制約式において、LHSのa x Generator 1 とRHSのa x Generator 1（current value）の差は、ディスパッチによる変化を示している。

# シフトファクターの決定プロセス

- 前述の通り、シフトファクター（制約式の係数）は電力システムの解析によって決定される。
- 「[Constraint Formulation Guidelines](#) (制約式定式化のガイドライン)」では、2つの方法が挙げられている。
  - 電力潮流計算
    - 特定の運用条件下でネットワーク機器（単一機器またはグループ）を流れる電力潮流を直接表現する方法。
  - 複数の解析に基づく回帰分析
    - 様々な電力システムの条件下でシミュレーションを実行し、統計分析を使用することでシフトファクターとなる電力潮流と他の要因との一般的な関係を見つけ出す。通常、送電システムのネットワークプロバイダが安定性制約を検討する場合に実施され、AEMOがこの制約の助言を受けると、有効性のテストが行われる。

# 電力潮流アプリケーションの実施

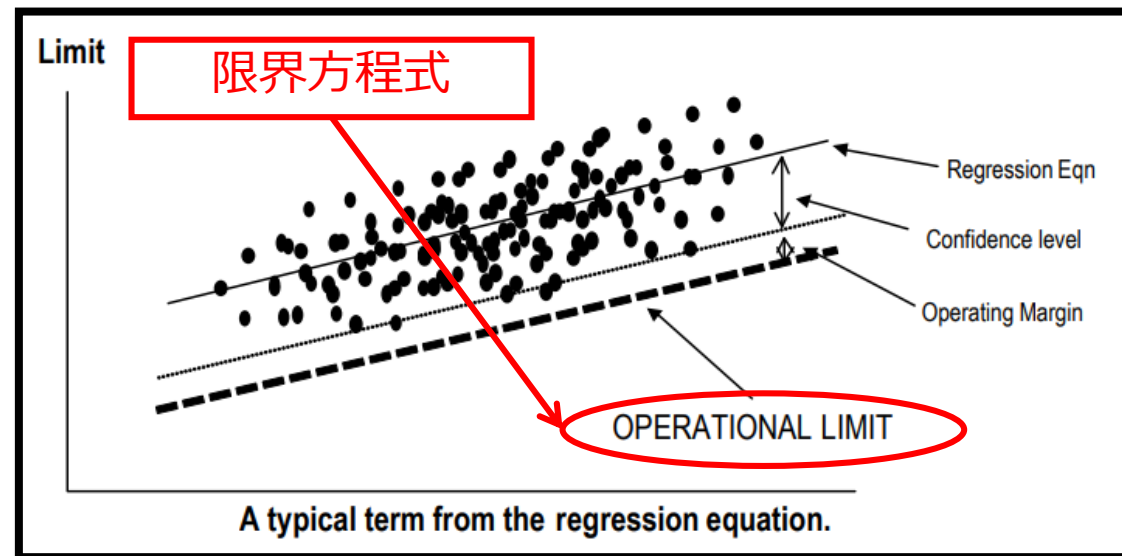
- AEMOには、“**Constraint Automation** (制約式の自動化)”と呼ばれるソフトウェアアプリケーションがある。これはAEMOのエネルギーマネジメントシステム (EMS) 内にあり、電力システムの現在または計画された状態に基づいて過負荷の制約式 (熱容量制約) を自動的に生成する。
- “**Constraint Automation**”の詳細は現時点で公開されていないが、AEMOはこのアプリケーションに関する詳細を記述するように「[Constraint Formulation Guidelines](#) (制約式定式化のガイドライン)」を更新する予定である。
- ネットワーク制約の作成プロセスは以下の通りである。
  1. EMSから電力潮流モデルをエクスポート
  2. 電力潮流制約のヤコビアンを使用して、潮流分流係数 (PTDF: Power Transfer Distribution Factor) と流入・流出損失係数 (Injection/Withdrawal Loss Factors) を定式化
  3. ブランチの電力潮流を定式化
  4. ネットワーク制約を追加

系統制約の自動化に関しては、AEMOの公開情報が限定的である

# 複数の解析に基づく回帰分析

- 電力システムの限界値、特に電圧や過渡安定性に関しては、通常、複雑な解析を通じて定義される。これらの解析では、下記のパラメータを含め、さまざまなシナリオを分析する。
  - 発電所ごとの発電機数
  - 無効電力供給プラントのオンラインでの変更
  - 地域間の異なる融通量
  - 地域需要レベルの範囲
- 重要なシナリオは、異なる条件で多数のシミュレーションを実行して特定される。
- 上記の変数を用いた線形の限界方程式を用いて、これらの重要なケースを表現する。その後、線形方程式の適合度の判定を行う。

- 全ての重要なケースが最適な限界方程式に十分に近いと判断されると、その方程式は、オフセットまたは信頼区間項および運用余裕度を用いて調整される。
  - この調整は、全ての重要なケースにおける限界方程式がカバーされ、誤差の影響が考慮されるように行われる。



出典 : AEMO. NEM. [Confidence Levels, Offsets and Operating Margins.](#)

# 制約方程式と限界方程式の違い

- **制約方程式 (Constraint Equation)** : AEMOがNEMDEで電力系統制約や周波数制御アンシラリーサービス要件を管理するために使用する数学的表現。
- **限界方程式 (Limit Equation)** : 送電系統または配電系統の一部に対する制約を記述する数学的な式。これらは送電系統サービスプロバイダー (TNSP) および配電系統サービスプロバイダー (DNSP) の両方からAEMOに提供される。
  - 限界方程式はAEMOによって妥当性が検証され、限界方程式が認定されると、AEMOはConstraint Builder (次スライド参照) を使用し限界方程式を制約方程式へ変換し、現在の制約セットに追加する。

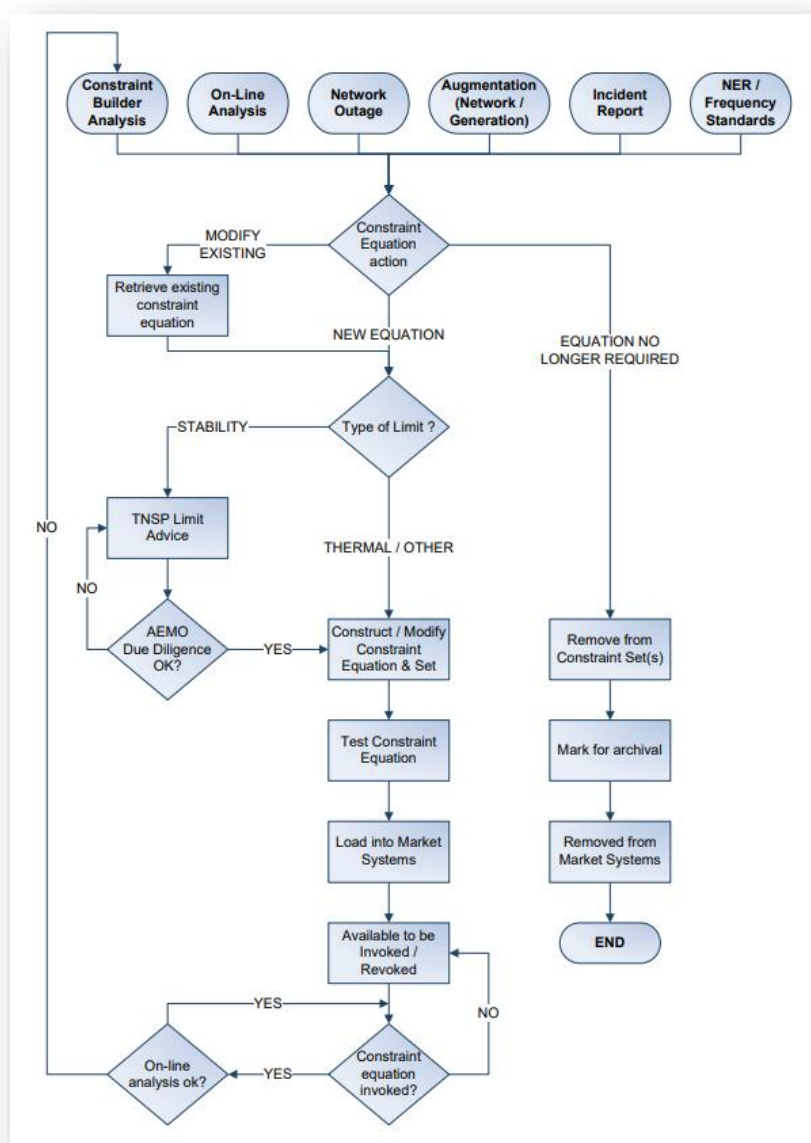


# 制約方程式のライフサイクル

- AEMOは右図に示した通り、制約方程式のパフォーマンスを継続的にモニタリングしている。これは、下記を通して要件を特定することから始まる。

- オンライン分析
- ネットワークの停止
- 増強
- インシデントレポート
- 電気規則 (NER: National Electricity Rule) /周波数規格

- AEMOの有する“Constraint Builder”は制約方程式を分析し、それらの維持または変更要否を判断している。



- AEMOは既存の限界方程式が効果的でなくなったと判断した場合、TNSPに限界方程式の更新を依頼する可能性がある。(Limit Adviceと呼ばれる)
- TNSPからLimit Adviceを受領した後、AEMOは妥当性を検証し、異常時においても電力システムが安定していることを確認する。

出典 : AEMO. NEM. [Constraint Formulation Guidelines](#). 22 June 2023.

# ネットワーク制約の例

2020年11月19日、AEMOは市場通知を発行し、制約式 $N^{N\_NIL\_3}$ が2020年11月20日（金）午前10時に実装されることを表明した。

80103 CONSTRAINTS | 19/11/2020 02:37:09 PM

## New system normal constraint equation in NSW for voltage collapse at Balranald

AEMO ELECTRICITY MARKET NOTICE

TransGrid has advised AEMO of a new voltage collapse limit in south west NSW, which is required to prevent voltage collapse at Balranald following a loss of a 220 kV line in north-west Victoria (either Bendigo to Kerang, Kerang to Wemen or Buronga to Red Cliffs lines). The limit applies to pre-contingent flow on Balranald to Darlington Point (X5) 220 kV line. The constraint equation is likely to bind when there is high generation in south-west NSW.

The constraint equation includes generators in south-west NSW and north-west Victoria on the left-hand side as well as Murraylink and VIC1-NSW1.

The following constraint equation will be implemented at 1000 hrs Friday 20th November 2020.  
 $N^{N\_NIL\_3}$

For full details on the factors this constraint equation has now been loaded into AEMO's pre-production systems.

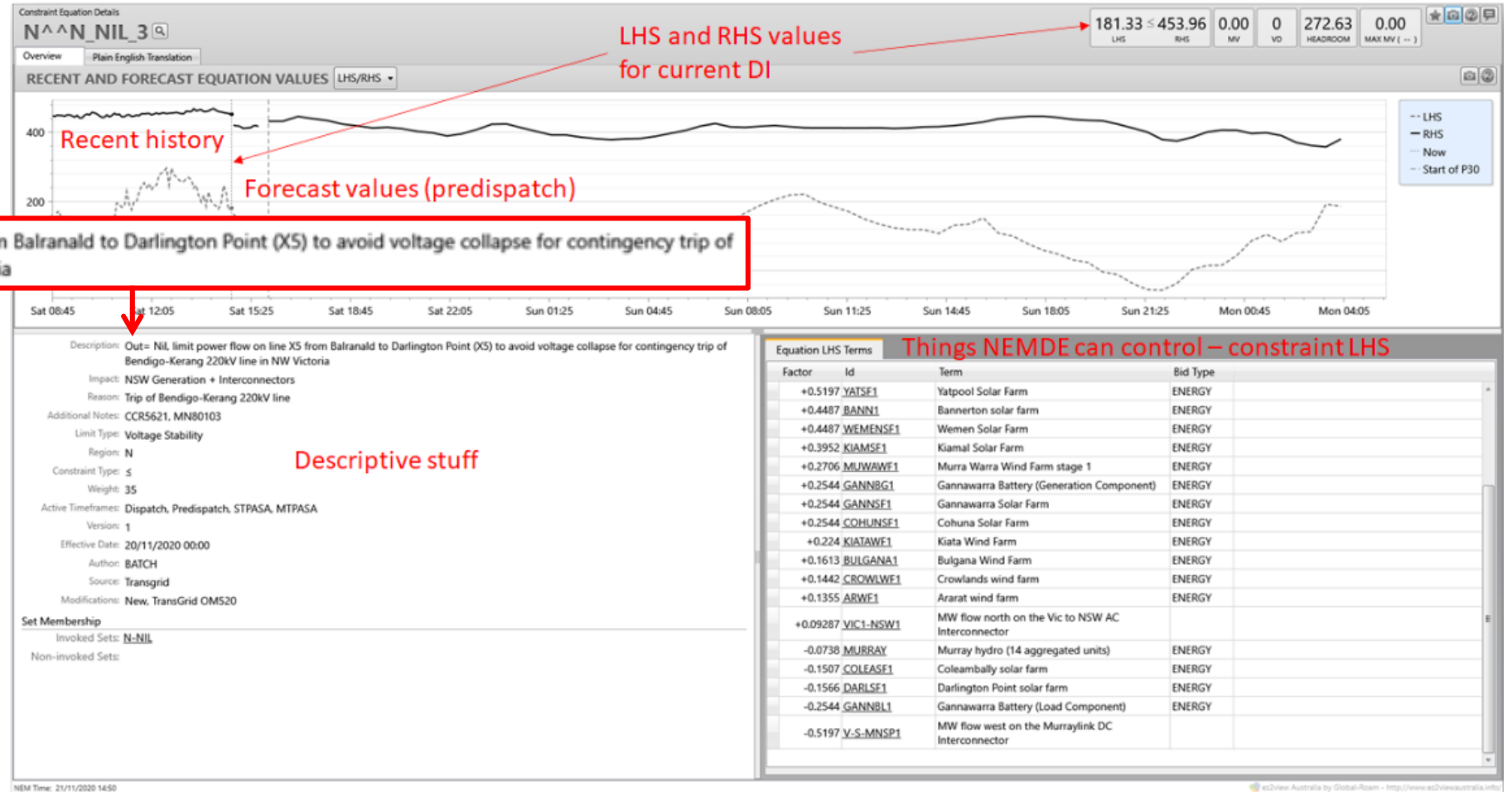
For further details on this new constraint equation please contact [ben.blake@aemo.com.au](mailto:ben.blake@aemo.com.au)

Ben Blake  
AEMO Operations

出典 : AEMO. NEM. [Market Notice 80103](#).

# ネットワーク制約の例

制約式N^N\_NIL\_3について詳細について着目する。



出典 : O'Neil, A. WattClarity. [Case Study – How to interpret a new NEM constraint and guess what it might do](#). November 23, 2020.

# ネットワーク制約の例

制約式N^^N\_NIL\_3の説明では、その制約の目的は「BalranaldからDarlington Pointへの送電線X5の電力潮流を制限する」と記載されている。



出典 : O'Neil, A. WattClarity. [Case Study – How to interpret a new NEM constraint and guess what it might do](#). November 23, 2020.

# 制約式の英語変換ツール

AEMOは、“Plain English Constraint Equation converter”と呼ばれるツールを開発している。このツールは、制約方程式を人が直感的に理解しやすい形式に変換するためのもので、登録済みユーザーのみが利用出来る。

## Plain English constraint equation converter

AEMO has developed a tool, the [Plain English Constraint Equation converter](#), which allows registered participants to view constraint equations IDs belonging to a constraint set ID, along with "Plain English" descriptions of the constraint equations. This tool is available to market participants via the EMMS Web Portal.

For details on getting access to the EMMS Web Portal please contact the [AEMO Support and Information Hub](#).

出典 : AEMO. NEM. [Plain English constraint equation converter](#).

# ネットワーク制約のFAQs

「[Constraint Frequently Asked Questions](#)」 に詳細が記載されている。

The screenshot displays the AEMO website interface. At the top, the AEMO logo is on the left, and navigation links for 'Energy systems', 'Initiatives', 'Consultations', 'Library', 'Learn', 'Newsroom', and 'About' are on the right. A search icon is also present. Below the navigation is a purple breadcrumb trail: 'AEMO • ENERGY SYSTEMS • ELECTRICITY • NATIONAL ELECTRICITY MARKET (NEM) • SYSTEM OPERATIONS • CONGESTION INFORMATION RESOURCE • CONSTRAINT FAQs'. The main content area is divided into a sidebar and a main panel. The sidebar, titled 'Congestion information resource', contains links for 'Limits advice', 'Network status and capability', 'Related resources', 'Statistical reporting streams', and 'Constraint FAQs'. The main panel features the title 'Constraint Frequently Asked Questions' and a 'General' section with two expandable FAQ items: 'What is a constraint?' and 'What is a limit?'. Each item has a plus sign icon to its right, indicating it can be expanded.

出典 : AEMO. NEM. [Constraint Frequently Asked Questions](#).

# AEMOのRAプロセスにおけるネットワーク制約

	ESOO	EAAP	MT PASA
ネットワーク制約	平常時の系統制約と、必要に応じて調整された制約が用いられる。	平常時の系統制約と、必要に応じて調整された制約が用いられる。	平常時の系統制約と、必要に応じて調整された制約、「 <a href="#">Network Outage Schedule</a> （ネットワーク計画停止）」より参照される計画停止制約が用いられる。

(注) 本委託調査ではST PASAは調査対象外である。詳細は下記を参照。

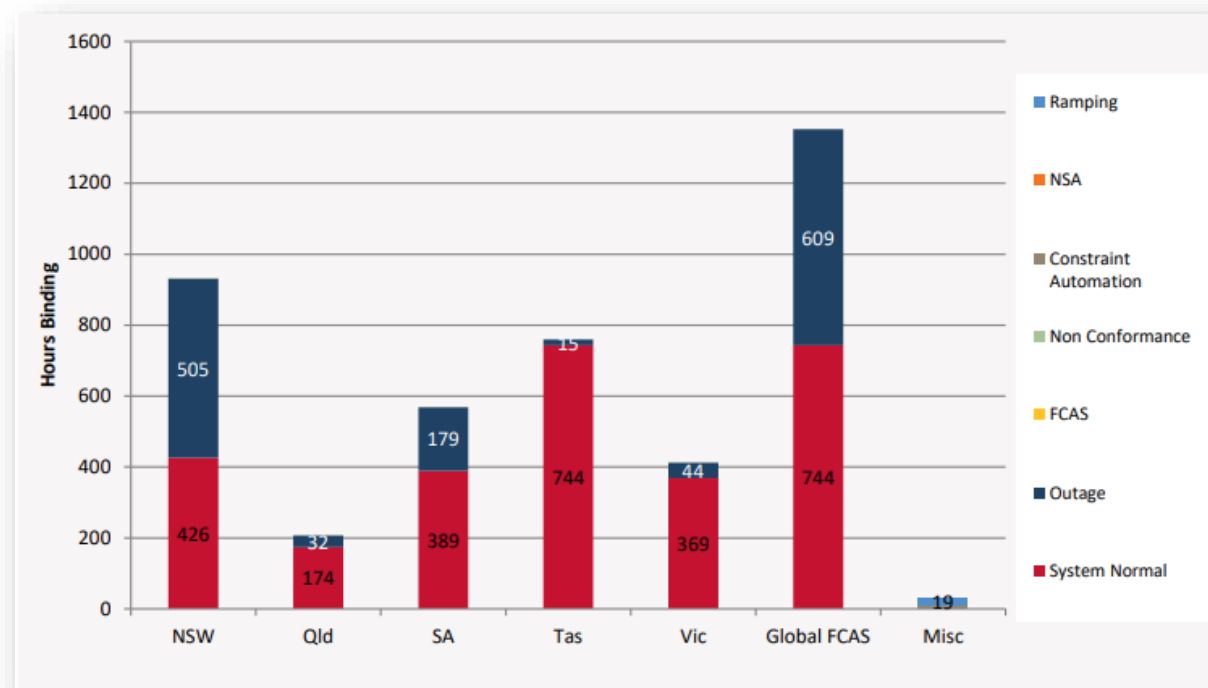
- 「[ST PASA Process Descriptions](#) (ST PASAプロセスの説明)」
- 「[Reliability Standard Implementation Guidelines](#) (信頼性基準の実装ガイドライン)」

出典 : AEMO. NEM. [Reliability Standard Implementation Guidelines](#). Version 3.1. 24 April 2023.

**AEMOは、ESOOおよびEAAPのためにシステム平常時の制約式を構築する。  
MT PASAの場合、これに加えて計画停止時の制約式も作成する。**

# 平常時と計画停止時の制約について

- 平常時の制約は、平常時または計画停止のない状態の電力系統を特徴づける。
  - ここで、平常時とは、電力系統において送電設備が全て稼働している状態、またはネットワークが通常の構成で運用されている状態、すなわち計画停止がない状態として定義される。
- 計画停止時の制約は、計画停止を含む状態の電力系統を特徴づける。
- 右図は、2023年12月（夏の月）の各地域において制約上限に達した合計時間を示している。
  - 制約上限に達した制約、すなわち、最適点において目的関数の値に寄与している制約は、有効不等式制約（Binding Constraints）と呼ばれる。
  - 有効不等式制約は、平常時および計画停止時に関するものが大半であった。



出典：AEMO. NEM. [Monthly Constraint Report](#). December 2023.



# ESOOとEAAPにて平常時のネットワーク制約のみが使用される理由

ESOOおよびEAAPモデルでは、計画停止は、供給力不足が発生する期間からずれていると仮定されている。また、計画停止は、特に需要が高く供給が厳しい期間など、必要に応じスケジュールは変更可能と考えられている。

# ESOOに関するネットワーク制約

- AEMOはESOOでモデル化された各シナリオに対してネットワーク制約のセットを用意する。これには、AEMOマーケット管理システム (MMS: Market Management System) から抽出された制約、シナリオに対するネットワークの増強、新しい電源容量の影響やその他システムの運用条件の仮定を考慮した調整が含まれる可能性がある。
  - 一般に含まれる制約方程式には、熱容量、電圧安定性、過渡安定性、動揺安定性、および周波数変化率 (ROCOF: Rate of Change of Frequency) の制約がある。
  - ネットワークに影響の与えるプロジェクトがある場合、電力潮流を制御するネットワーク制約式が修正される。

1,056のネットワーク制約式

Class	Name	Category	Description
Constraint	Murraylink_Capacity	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	Murraylink_RCapacity	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_GNNDHSF1_077	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_METZSF_81	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_MOREESF1_040	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_NEWENSF1+2_279	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_NIL_TE_A	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N_NIL_TE_B	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_DM_TW_SVC_KC	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_DM_TW_SVC_LDMU	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_DM_TW_SVC_LDTW	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_NIL_KC	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_NIL_LDMU	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_NIL_LDTW	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_NIL_TNT	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_TW_SVC_TNT	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::V_NIL_BWSW	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::V_NIL_MSDD	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::V_NIL_UTMS	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::Q_Test	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::V_NIL_BWRG	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N::V_NIL_BYYS	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N**N_NIL_1	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N**N_NIL_X5_BEKG	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N**N_NIL_X5_BESH	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader
Constraint	N**Q_BCDM_CPP_3	NetworkConstraints	Inserted by SPMCaseloader

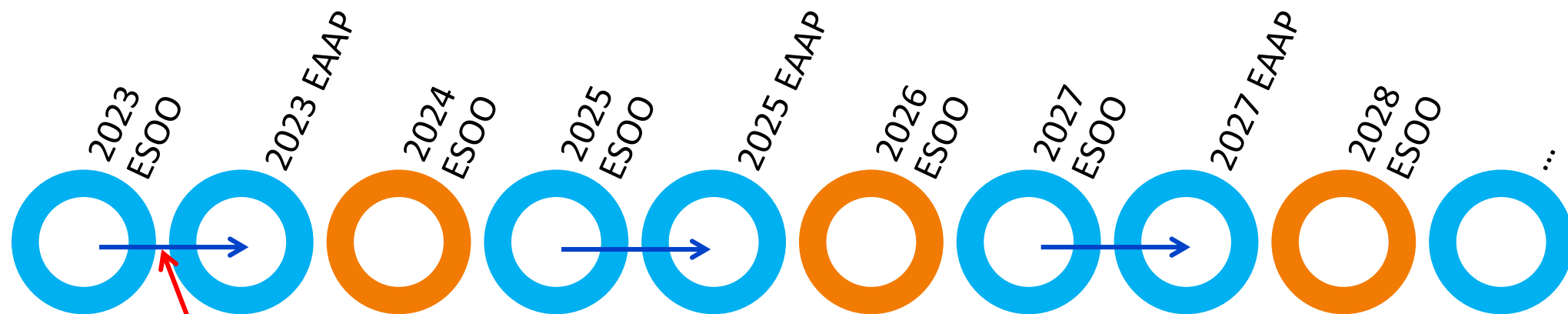
出典 : AEMO. NEM. ES00 and Reliability Forecast Methodology [Document](#). August 2023.

出典 : Screenshot from AEMO's [2023 NEM ES00 Model](#).

# EAAPにおけるネットワーク制約

下図は、EAAPおよびES00が発行された年を示している。

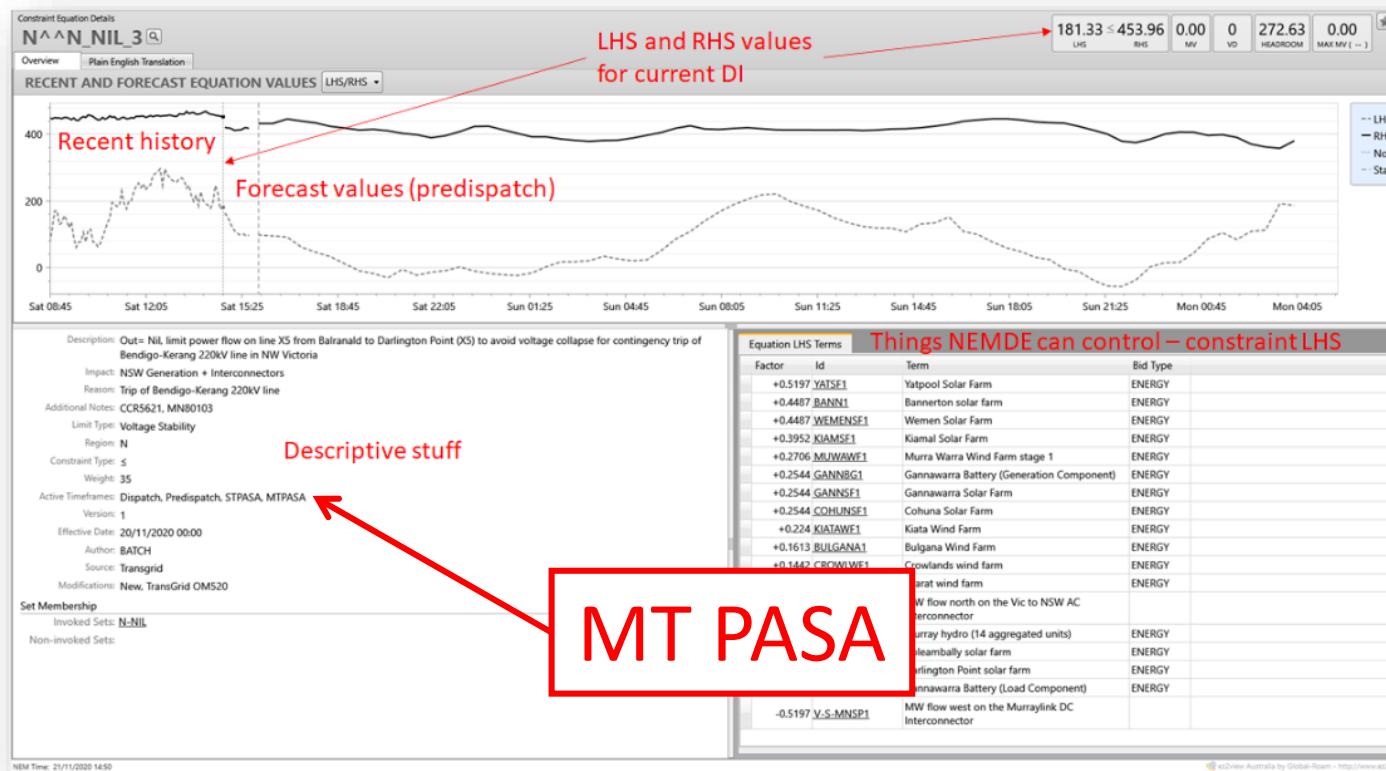
- EAAPは少なくとも2年ごとに発行
- ES00は毎年発行



EAAPにおけるネットワーク制約に関して、その前のES00と同じ制約式が適用される。

# MT PASAにおけるネットワーク制約

- MT PASAは、ST PASAにおける最新の制約式を基本として、そこから将来の計画されたネットワークおよび発電設備の更新・拡張に関連したネットワーク制約を追加する。
- MT PASAのモデル化では、平常時の系統および承認された計画停止に関する制約式が考慮される。
  - 制約式が稼働中の全ての発電所に適用される場合、それらは平常時の制約式として取り扱われる。
  - 電力系統内でのネットワークまたは発電所の停止をモデル化する際には、個別の停電制約式が作成され、平常時の制約式とともに適用される。
  - ネットワーク制約式を作成に利用される情報は、TNSPによって提供されるネットワーク停止スケジュール（NOS）および“Limit Advice”とよばれるプロセスを通じてAEMOに提供される。



(参考文献) O'Neil, A. WattClarity. [Case Study – How to interpret a new NEM constraint and guess what it might do](#). November 23, 2020.

# 制約情報の公表

NEMには、単純な制約式と、発電機または連系線のグループを事前定義の値に制限するための制約式セットを含む制約式のライブラリがある。

nemweb.com.au - /Data\_Archive/Wholesale\_Electricity/MMSDM/2023/MMSDM\_2023\_01/MMSDM\_Historical\_Data\_SQLLoader/DATA/

[\[To Parent Directory\]](#)

```
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 853 PUBLIC_DVD Ancillary_Recovery_Split_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 413 PUBLIC_DVD Auction_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 476 PUBLIC_DVD Auction_Calendar_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 548 PUBLIC_DVD Auction_IC_Allocations_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 550 PUBLIC_DVD Auction_Tranche_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:21 AM 90884120 PUBLIC_DVD Biddayoffer_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:28 AM 41314 PUBLIC_DVD Biddaydetails_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 9:28 AM 16901 PUBLIC_DVD Biddaydetails_trk_202301010000.zip
Thursday, February 9, 2023 5:34 AM 1351676876 PUBLIC_DVD Bidperoffer1_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 1522820540 PUBLIC_DVD Bidperoffer2_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 625 PUBLIC_DVD Bidtypes_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 404 PUBLIC_DVD Bidtypes_trk_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 36376 PUBLIC_DVD Billing_CO2E_Publication_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 467 PUBLIC_DVD Billing_CO2E_Publication_Trk_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 26367 PUBLIC_DVD Billingcalendar_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 1355 PUBLIC_DVD Billingdaytrk_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 662 PUBLIC_DVD Billingregionexports_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 823 PUBLIC_DVD Billingregionfigures_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 634 PUBLIC_DVD Billingregionimports_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 1066 PUBLIC_DVD Billingruntrk_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 884 PUBLIC_DVD Billsmelterrat_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 1787 PUBLIC_DVD Daytrack_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:54 PM 28314606 PUBLIC_DVD Dispatch_FCAS_Req_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:54 PM 92335 PUBLIC_DVD Dispatch_MNSPBDTRK_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 20616110 PUBLIC_DVD Dispatch_Unit_SCADA_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 13011 PUBLIC_DVD Dispatchableunit_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:27 PM 141137 PUBLIC_DVD Dispatchcasesolution_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:39 PM 148017435 PUBLIC_DVD Dispatchconstraint_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:39 PM 1591328 PUBLIC_DVD Dispatchinterconnectorres_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:45 PM 85132398 PUBLIC_DVD Dispatchload_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:52 PM 81724799 PUBLIC_DVD Dispatchoffertrk_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:52 PM 1708540 PUBLIC_DVD Dispatchprice_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:52 PM 4962952 PUBLIC_DVD Dispatchregionsum_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 22795 PUBLIC_DVD DUALLOC_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 53868 PUBLIC_DVD DUDETAIL_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 177030 PUBLIC_DVD DUDETAILSUMMARY_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 10613 PUBLIC_DVD GENCONSET_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 2616 PUBLIC_DVD GENCONDATA_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 3375 PUBLIC_DVD GENCONSET_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 15168 PUBLIC_DVD GENCONSETINVOKE_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 3547 PUBLIC_DVD GENCONSETTRK_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 27336 PUBLIC_DVD GENERICCONSTRAINTRHS_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 223 PUBLIC_DVD GENERICEQUATIONDESC_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 16168 PUBLIC_DVD GENERICEQUATIONRHS_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 1226 PUBLIC_DVD GENSET_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 563 PUBLIC_DVD GST_BAS_CLASS_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 463 PUBLIC_DVD GST_RATE_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 4411 PUBLIC_DVD GST_TRANSACTION_CLASS_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 2558 PUBLIC_DVD GST_TRANSACTION_TYPE_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 1318 PUBLIC_DVD INSTRUCTIONSUBTYPE_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 565 PUBLIC_DVD INSTRUCTIONTYPE_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 610 PUBLIC_DVD INTERCONNECTOR_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 5627 PUBLIC_DVD INTERCONNECTORCONSTRAINT_202301010000.zip
Wednesday, February 8, 2023 12:56 PM 4445 PUBLIC_DVD IRFHAMOUNT_202301010000.zip
```

[PUBLIC\\_DVD\\_GENCONDATA\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENCONSET\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENCONSETINVOKE\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENCONSETTRK\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENERICCONSTRAINTRHS\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENERICEQUATIONDESC\\_202301010000.zip](#)  
[PUBLIC\\_DVD\\_GENERICEQUATIONRHS\\_202301010000.zip](#)

出典 : AEMO. NEM. [Market Data NEMWeb](#).



# NEM制約式の年次報告書

AEMOはNEMの制約に関する年次報告書を発行している。



The screenshot shows a web page titled "Congestion information resource". On the left is a navigation menu with items: "Limits advice", "Network status and capability", "Related resources", "Statistical reporting streams" (highlighted), and "Constraint FAQs". The main content area has a heading "Statistical reporting streams" and a paragraph: "The CIR contains continuous reporting streams that provide stakeholders with information on constraints and resulting network congestion that are updated regularly. The CIR is also a portal to resources providing details on particular incidents." Below this is a section "For more information" with a link to "AEMO Support Hub". The next section is "Annual NEM Constraint Report" with a paragraph: "AEMO uses constraint equations to model power system congestion in the National Electricity Market dispatch engine (NEMDE) and projected assessment of system adequacy (PASA). Constraint equations can have an impact on pricing and dispatch in the electricity market. AEMO publishes this summary spreadsheet annually to provide market participants with information about the changing congestion patterns over the previous five years." This is followed by another paragraph: "This report details constraint equation performance and transmission congestion related issues for each calendar year." At the bottom, there is a file download link: "24/05/2023 NEM Constraint Report 2022 summary data." with a size of "379.34 KB" and icons for a document and download.

出典 : AEMO. NEM. [Congestion Information Resource. Statistical Reporting Streams.](#)

# 2022年 NEM制約式の年次報告書における有効不等式制約

Constraint Equation ID	2022 Hours	2021 Hours	Description	Type	Limit Type	Region
S>>X_RBPA+RBTX2_05	0.1	0.0	Out= Robertstown-Para 275 kV line + Robertstown TX2 275/132 kV, avoid O/L Robertstown-Morgan Whyalla 4 (1) on trip of Robertstown-Tungkillo 275 kV line, Feedback	Outage	Thermal	SA
S>>X_RBPA+RBTX2_13	0.1	0.0	Out=Robertstown-Para 275 kV line + Robertstown TX2 275/132 kV, avoid O/L Templers-Roseworthy 132 kV on trip of Templers West-Para 275 kV line, Feedback	Outage	Thermal	SA
S>>X_RBTU+HUWT_23	0.1	0.0	Out= Robertstown-Tungkillo 275kV line + Hummocks-Waterloo 132 kV line O/S, avoid O/L Redhill T-Brinkworth 132kV line on trip of Bungama 132/275 kV TX, Feedback	Outage	Thermal	SA
S>LFTI_PPPW_LFTX4	0.1	0.8	Out= Torrens Island-Lefevre 275kV line (with TIPS 66kV East and West buses tied, with all 66kV feeders in western 66kV network I/S), avoid O/L Lefevre 275/132kV TX4 on trip of Pelican Point-Parafield Gardens West 275kV line, Feedback	Outage	Thermal	SA
S>LFTI_PPPW_NOTI4	0.1	0.0	Out= Torrens Island-Lefevre 275kV line (with TIPS 66kV East and West buses tied, with all 66kV feeders in western 66kV network I/S), avoid O/L New Osborne-TIPS #4 66kV line, on trip of Pelican Point-Parafield Gardens West 275kV line, Feedback	Outage	Thermal	Constraint Automation - RT
S>NIL_HUWT_STBG2	0.1	217.1	Out = Nil; avoid Snowtown - Bungama line OL on loss of Hummocks - Waterloo line.[Note: Wattle PT trips when generating >=60 MW && when Dalrymple Battery (i.e. both Gen and Load component) is I/S].[Note:Swamped when WTTPT<80 && DALR OFF OR DalrB OFF]	NIL	Thermal	SA
S>NIL_PL_GENMAX	0.1	0.0	Out = Nil, Maximum generation at Port Lincoln Due to Port Lincoln-Yadnarie line rating.	NIL	Thermal	SA
SVML_-020	0.1	0.0	SA to Vic on ML upper transfer limit of 20 MW	Outage	Discretionary	SA
S_BF_0	0.1	0.0	Discretionary			SA
S_PLN_CB6210	0.1	0.0	Out=Port Lincoln			SA
S_PPT+SNPT_225	0.1	0.0	SA Pelican Point			SA
S_TIPSB2+PV_110_180	0.1	0.0	Discretionary			SA
T>T_NIL_BL_5A	0.1	0.0	Out = Nil, a			Tas
TV_000	0.1	0.0	Tas to Vic on Basslink upper limit of 0 MW	Outage	Discretionary	Tas
T_FARC1	0.1	0.0	Out=Farrell-Reece 1 220kV line. Energy <= 0MW	Outage	Unit Zero	Tas
V::N_HWRO3_01	0.1	0.0	Out = Hazelwood to Rowville No.3 500kV line, prevent transient instability for fault and trip of a HWTS-SMTS 500 kV line, Other than VIC accelerates. Yallourn W G1 on 220kV.	Outage	Transient Stability	Vic
V::N_HYMO_01	0.1	0.0	Out = Heywood to Mortlake 500kV line, prevent transient instability for fault and trip of a HWTS-SMTS 500 kV line, Other than VIC accelerates. Yallourn W G1 on 220kV.	Outage	Transient Stability	Vic
V::S_TBPC1_MAXG	0.1	0.0	Out= Tailem Bend 275kV Cap Bank (Note: with both Black Range series Caps I/S); Vic to SA Transient Stability limit for loss of the largest generation block in SA	Outage	Transient Stability	SA
V::S_570_OSC_AUTO	0.1	0.0	Out = Nil (Note: with both Black Range series capacitors I/S), Upper transfer limit of 570 MW on VIC to SA on Heywood, Active only when I25 mode cannot be monitored.	NIL	Oscillatory Stability	Vic
V>>N-LTYS_CH	0.1	0.2	Out = Lower Tumut to Yass(3), avoid O/L Murray to Upper Tumut (65) on trip of Murray to Lower Tumut (66) line, Feedback	Outage	Thermal	Vic
V>>SML_NSWRB_11	0.1	0.0	Out = NSW Murraylink runback scheme, avoid O/L of Wemen to Red Cliffs 220 kV line section for loss of Darlington Point to Balranald (X5) 220 kV line, feedback	NIL	Thermal	Vic
V>>SML_NSWRB_11_1	0.1	0.2	Out = NSW Murraylink runback scheme, avoid O/L of Wemen to Red Cliffs 220 kV line section for loss of Balranald to Buronga (X3) 220 kV line, feedback	NIL	Thermal	Vic
V>>V_NIL_21	0.1	0.0	Out= Nil, avoid O/L Kerang to Wemen 220kV line on trip of Horsham to Murra Warra to Kiamal 220kV line (this trips Murra Warra WF), Feedback	NIL	Thermal	Vic
V>>V_NIL_22	0.1	0.0	Out= Nil, avoid O/L Wemen to Red Cliffs 220kV line on trip of Horsham to Murra Warra to Kiamal 220kV line (this trips Murra Warra WF), Feedback	NIL	Thermal	Vic
V>>V_NIL_3_SIPS	0.1	0.0	Out = Nil, avoid O/L either Dederang to South Morang 330 kV line (flow South) for trip of the parallel line, 5 min line rating, feedback. Swamp if SIPS not available	NIL	Thermal	Vic
V>>V_ROT3_TX_3A_R	0.1	0.0	Out= Rowville A1 or A2 500/220 kV txfmr, avoid overload of the South Morang F2 500/330 kV txfmr for trip of the remaining Rowville 500/220 kV txfmr, radial mode, Yallourn W1 on 500 kV, feedback	Outage	Thermal	Vic
V>>SML_NSWRB_10_1	0.1	0.0	Out = NSW Murraylink runback scheme, avoid O/L of Kerang to Wemen 220 kV line section for loss of Balranald to Buronga (X3) 220 kV line, feedback	NIL	Thermal	Vic
VSMML_VFRB_OFF	0.1	0.0	Out=Nil, Vic to SA on Murraylink <=10 for Murraylink VFRB disabled, Dispatch only	NIL	Other	Vic
V^SML_NIL_3	0.1	0.0	Out = Nil, avoid voltage collapse for loss of Bendigo to Kerang 220kV line	NIL	Voltage Stability	Vic
V_T_BL_ZERO_E	0.1	0.0	Direction to zero for Basslink (Vic to Tas) for Dispatch and Predispatch and NOT PASA	Outage	Other	Vic

Count: 1465

出典 : AEMO. NEM. [NEM Constraint Report 2022 summary data.](#)



# NEM制約式の月次報告書

AEMOはNEMの制約に関する月次報告書を発行している。

The monthly constraint report details constraint equation performance and transmission congestion related issues for each month. It includes investigations of violating constraint equations, usage of the constraint automation and performance of pre-dispatch constraint equations. Transmission and generation changes are also detailed along with the number of constraint equation changes made by constraint builders.

This report has been developed in response to a submission to the congestion information resource (CIR) consultation. AEMO welcomes comments and suggestions on the content of this report from both internal AEMO staff and participants.

**Note:** Historical reports can be made available on request.

2023

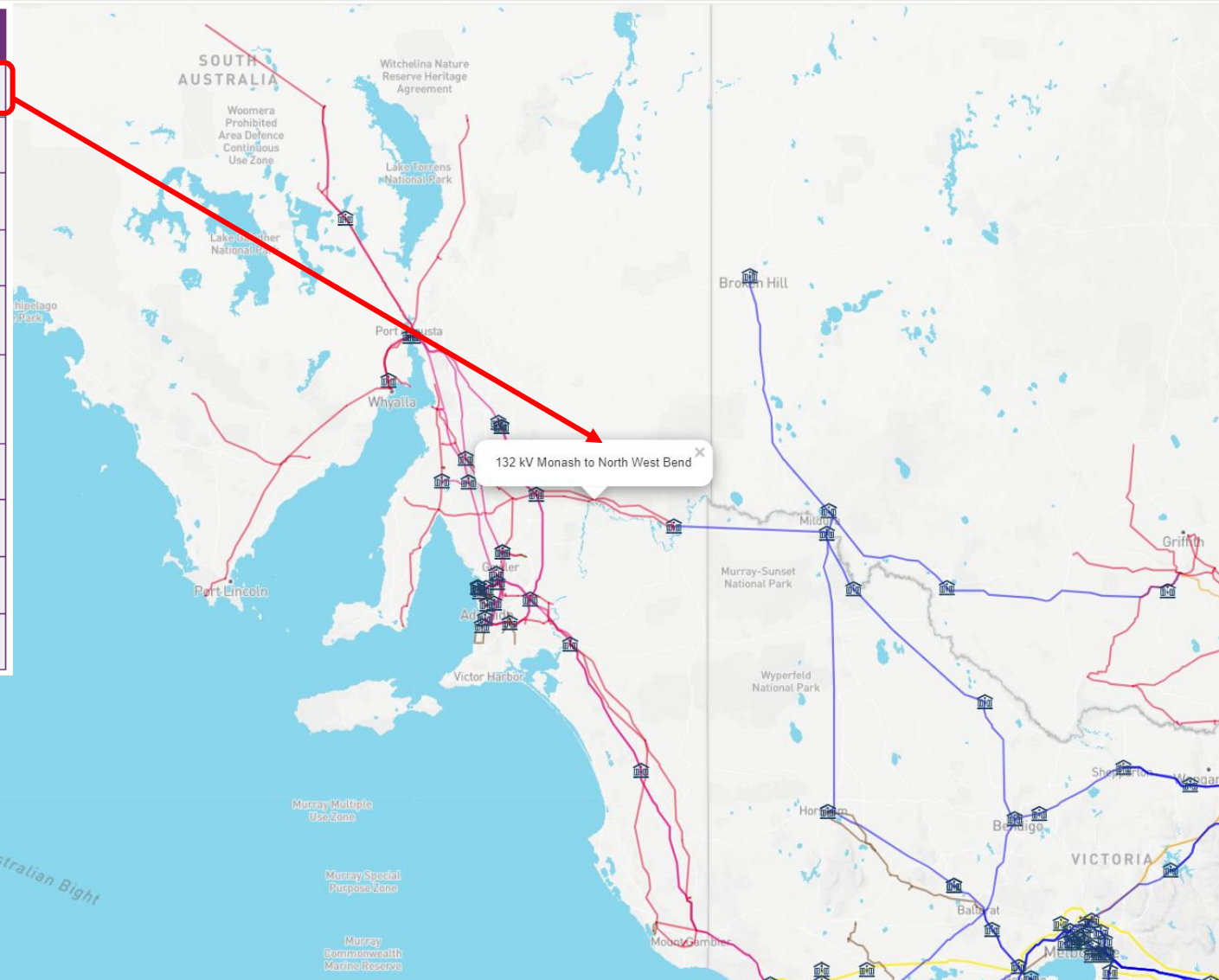


23/01/2024	<b>Monthly Constraint Report December 2023</b>	726.09 KB		
18/12/2023	<b>Monthly Constraint Report November 2023</b>	724.23 KB		
24/11/2023	<b>Monthly Constraint Report October 2023</b>	728.29 KB		

出典 : AEMO. NEM. [NEM Constraint Report 2022 summary data.](#)

# (例)2024年1月に多発した有効不等式制約

Constraint Equation ID (System Normal Bold)	Description	#DIs (Hours)	Limit Type
<b>S&gt;NIL_MHNW1_MHNW2</b>	Out= Nil, avoid O/L Monash-North West Bend #2 132kV on trip of Monash-North West Bend #1 132kV line, Feedback	3116 (259.66)	Thermal
N>NIL_94T	Out= Nil, avoid O/L Molong to Orange North (94T) on trip of Nil, Feedback	2647 (220.58)	Thermal
V^^V_NIL_KGTS	Out= Nil, avoid voltage collapse for loss of Horsham - Murra Warra - Kiamal 220kV line. Murraylink VFRB disabled. Swamp if Murraylink VFRB enabled.	2282 (190.16)	Voltage Stability
N>NIL_997_99A	Out= Nil, avoid O/L Corowa to Albury 132kV line (997/1) on trip of Finley to Uranquinty 132kV line (99A), Feedback	2208 (184.0)	Thermal
N>NIL_969	Out= Nil, avoid O/L Gunnedah to Tamworth (969) on trip of Nil, Feedback. Metering is used as specified in OM520 [Note: swamped with 96M or 9UJ or 9UH is O/S]	2205 (183.75)	Thermal
N^N-LS_SVC	Out= Lismore SVC O/S or reactive power control mode,avoid Voltage collapse on TL 87/89 trip;(Swamped for 3 DLK cables are O/S Or when ECS is enabled with DLK is exporting to QLD,sets DLK to -29 MW for -29< DLK FLOW<0, checks ETS status & unswamps if O/S)	2161 (180.08)	Voltage Stability
N>NIL_9R6_991	Out= Nil, avoid O/L Wagga North to Wagga (9R6) 132kV line on trip of Wagga North to Murrumburrah (991) 132kV line, Feedback	2084 (173.66)	Thermal
N>>NIL_970_051	Out= NIL, avoid O/L Burrinjuck to Yass (970) on trip of Wagga to Lower Tumut (051) line, Feedback	1651 (137.58)	Thermal
N>NIL_9R4_99A	Out= Nil, avoid O/L Finley to Mulwala 132kV line (9R4) on trip of Finley to Uranquinty (99A) line, Feedback	1634 (136.16)	Thermal
N>NIL_LSDU	Out = Nil, avoid overloading Lismore to Dunoon line (9U6 or 9U7) on trip of the other Lismore to Dunoon line (9U7 or 9U6), Feedback	1479 (123.25)	Thermal



Source: AEMO. NEM. [Monthly Constraint Report. January 2024.](#)

出典 : Screenshot of the location of the line in the most binding constraint in January 2024 using [AEMO Map.](#)

# ステークホルダーとの協議

- AEMOは、「Constraints Formulation Guidelines and Schedule of Constraint Violation Penalty Factor（制約定式化ガイドラインおよび制約違反ペナルティ係数のスケジュール）」の更新版に関する協議を実施。
- 過去の協議プロセスは、下記に記載されている。

## The consultation process

The consultation process is outlined below. Dates are indicative only and subject to change.

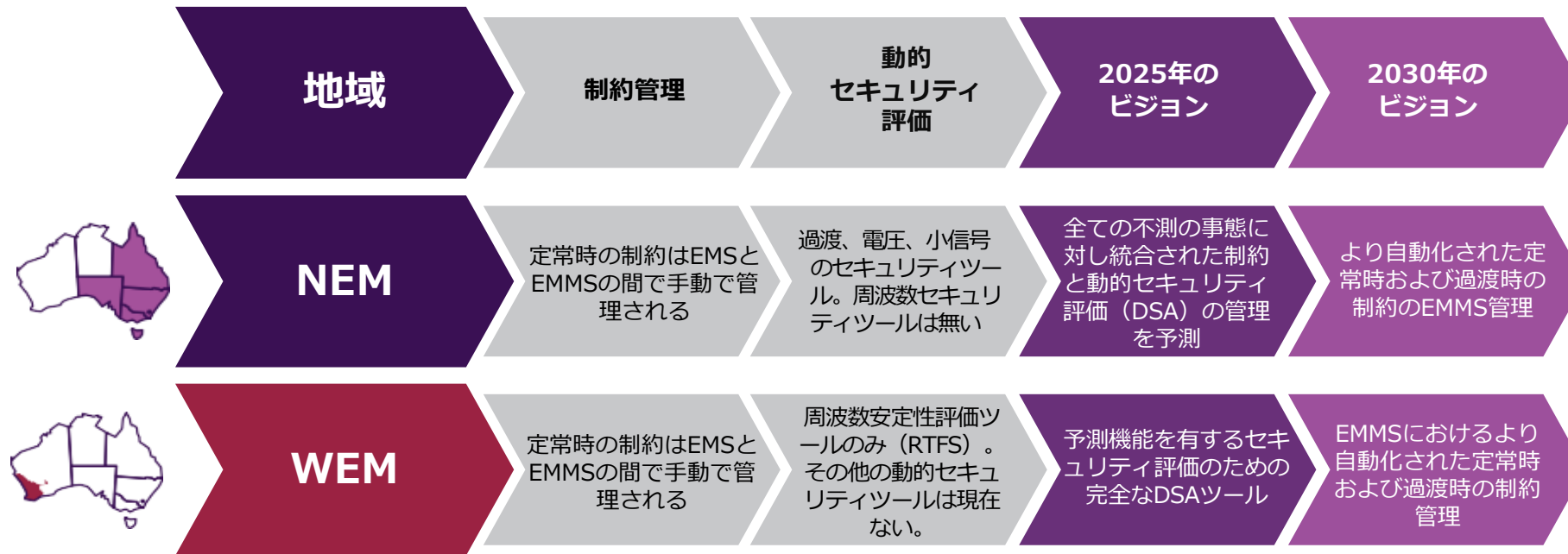
Consultation steps	Dates
Consultation paper published	21 November 2022
Submissions due on consultation paper	20 December 2022
Draft reports published	9 March 2023
Submissions due on draft reports	12 April 2023
Final reports published	22 June 2023

出典：AEMO. NEM. [Constraints Formulation Guidelines and Schedule of Constraint Violation Penalty Factor](#).

# ネットワーク制約管理に関する現状と将来の展望

- 現在、運用上のネットワーク制約はまだEMSとEMMSの間で手動で管理されている。
- AEMOのビジョンは、2030年までにこれらのプロセスをさらに自動化することである。このスライドは運用について言及しているが、計画・RA評価プロセスにも反映されている。

## 現状と将来の展望 (NEMおよびWEM)



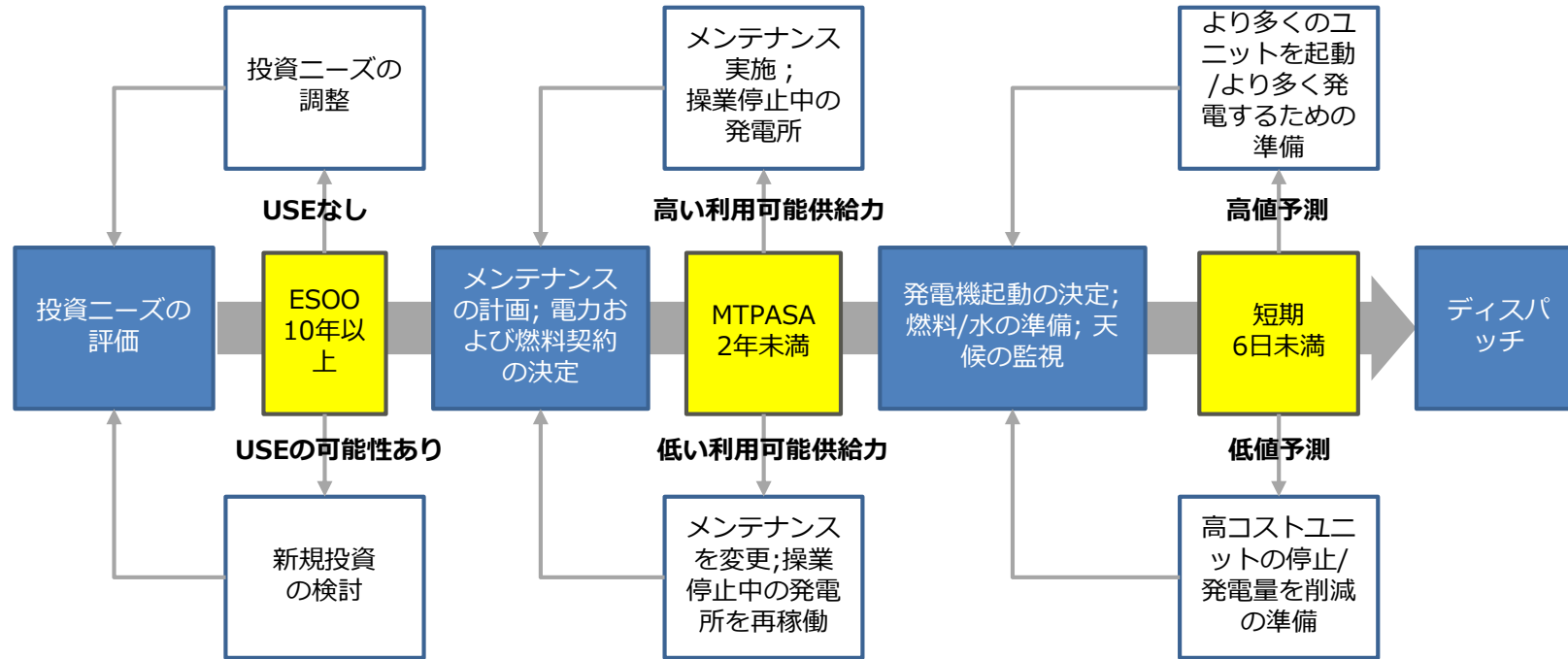
出典 : AEMO. AEMO Operations Technology Roadmap. June 2022.

### 3. 供給信頼度モデル化手法



# NEM供給信頼性フレームワーク (AEMC)

以下の図は、2018年の「[Reliability Frameworks Review](#) (供給信頼性フレームワークのレビュー)」に基づく、ESOOとMT PASAの詳細と目的を示している。



出典: AEMC. [Reliability Frameworks Review](#). 26 July 2018.

注: EAAP(Energy Adequacy Assessment Projection)は本評価フレームワークに含まれていないが、EAAPはESOOとMT PASAの調査結果を支援している。

**ESOOとMT PASAは、投資や運用の意思決定を最適化するために使用される**

# NEM供給信頼性フレームワーク(AEMO)

- NEM供給信頼度フレームワークにおける4つの要素:
  1. 信頼性指標：予想される供給力不足エネルギー（USE: Unserved Energy）
  2. 信頼性基準：特定の会計年度、地域における合計エネルギー需要の0.002%
  3. 信頼性対応：AEMOはESOOとMT PASAのプロセスを通じてUSEを予測し、下記の対応を行う可能性がある
    - 市場における追加の電源容量の提供、または、新規電源容量の長期的な投資
    - 送電停止計画の変更、価格介入、緊急時の予備力取引契約（RERT: Reliability and Emergency Reserve Trader）通じた電源容量調達、発電または負荷制限の指示など
  4. ガバナンス：供給信頼性フレームワークは、National Electricity Rulesの下で運営されるAEMCの信頼性監視委員会（Reliability Panel）によって管理されている。



出典: AEMO. [The NEM Reliability Framework](#). November 2018.

# AEMOにおけるRAプロセスの主な特徴

	ESOO	EAAP	MT PASA
検討期間	10年	2年	2年
公表頻度	年間	年間	週間
評価方法	USE	USE	USE
第一措置	公表,と必要であれば"Reliability Instrument (供給信頼度対策)"の要求	公表	公表
第二措置	<a href="#">National Electricity Rules 第4.8.9節における指示</a> , RERT、または方案		
信頼性基準 (Reliability Standard)と中間信頼性基準 (IRM: Interim Reliability Measure)	将来のいずれかの参照年について 信頼性基準: USE予測値 > 0.002%  中間信頼性基準: USE予測値 > 0.0006%	将来のいずれかの参照年について 信頼性基準: USE予測値 > 0.002%	将来のいずれかの参照年について 信頼性基準: USE予測値 > 0.002%

出典: AEMO. [NEM. Reliability Standard Implementation Guidelines](#). 24 April 2023.

**ESOO、EAAP、およびMT PASAは、異なる時間軸で供給信頼性指標を公表することが目的である。ESOOでは、“Reliability Instrument”と呼ばれる信頼性対策を要求する権限があり、これによって供給信頼性ギャップが生じた際の指示や方針を発行している。**



# AEMOの供給信頼度モデルの入力

	ESOO	EAAP	MT PASA
需要	最新のエネルギー予測と過去の気象パターンに基づいて、10% POEおよび50% POEの1時間刻みのプロファイルをサンプリングする。90%POEの需要プロファイルは、USEが無視できるほど小さいと考えられるため、通常モデル化されない。		
変動性電源	過去の気象パターンに基づいて、1時間刻みのプロファイルを抽出する。		
計画電源容量と停止	少なくとも年に1回、調査を実施する。	少なくとも年に1回、MT PASAにおける即時に復旧できない発電機停止を補完する調査を実施する。	MT PASAが提供する。
エネルギー制約	過去の観測とGELF (Generator Energy Limitation Framework) 情報に基づいて、水力発電所の月間流入量が想定される。貯水量は年間を通じて最適化される。	GELFを通じて提供される。	週毎のエネルギー制約が参加者によって提出される。水力発電所の月間流入量は、過去の観測に基づいて想定される。適切な場合には、GELF情報や参加者からの任意提供の情報も、年間エネルギー制約の設定をサポートするために使用される場合がある。
天候の変動性	10% POEと50% POEの両方を使用し、天候の典型的な変動を捉えるために少なくとも過去8年分の気象データを使用する。	ESOOの方法に加え、EAAPガイドラインで定義されたシナリオを使用する。	10% POEと50% POEの両方を使用し、再エネの発電量が低い期間や酷暑を捉えるために少なくとも過去8年分の気象データを使用する。
ネットワーク制約	平常時の系統上の制約に加え、必要に応じて、カスタマイズされた制約が補足される。	平常時の系統上の制約に加え、必要に応じて、カスタマイズされた制約が補足される。	平常時のST PASAの制約に加えて、必要に応じて、カスタマイズされた制約が補足される。「Network Outage Schedule」情報から決定されたネットワークの停止計画制約も使用される。

出典: AEMO. [NEM. Reliability Standard Implementation Guidelines](#). 24 April 2023.

# 50%/10%/90% POEについて

- 最大および最小需要に対して50% POEは、平均的な気象条件に基づいている。
  - “one-in-two-year (2年に1度)”とも呼ばれる
- 最大需要に対して10% POE、または最小需要に対して90% POEは、10年に1度の発生が予想される極端な条件に基づいている。
  - “one-in-10-year (10年に1度)”とも呼ばれる
- 最大需要に対して90% POE、または最小需要に対して10% POEは、10年に9度の発生が予想される極端ではない条件に基づいている。

# GELF (Generator Energy Limitation Framework) とは

- GELFはGenerator Energy Limitation Framework (発電機エネルギー制限フレームワーク) の略である。このフレームワークでは、水不足に起因する発電出力への影響に関する情報が、NEMの全ての計画発電所 (Scheduled Generator) から提出される。
- EAAP信頼性予測のためにGELF情報が必要となる。
- GELFには2種類の情報がある。
  - 静的パラメータ：  
発電所名、分類、およびスキームなど
  - 可変パラメータ：  
変更できない計画停止、エネルギーまたは発電容量、初期および月間の貯水上限、および降雨時の流入量など

## GELF Declaration Submission Guidelines

The [GELF](#) Declarations and Data Management web application is available four times per year. All scheduled generators are required to submit [GELF declarations](#) for each quarter, anytime during the submission start date to the submission deadline.

Attempting to access the GELF Declarations application outside the submission start and end date results in an error, [Accessing GELF Declarations](#).

EAAP report publication date

Submission start date

Submission deadline

Study period

### EAAP report publication date

Results of the [EAAP](#) study are published quarterly at the end of March, June, September, and December each year.

The dates in the EAAP Guidelines (found on AEMO's website) take precedence over dates in this document. The GELF Declaration submission dates in this document are a guide only.

### Submission start date

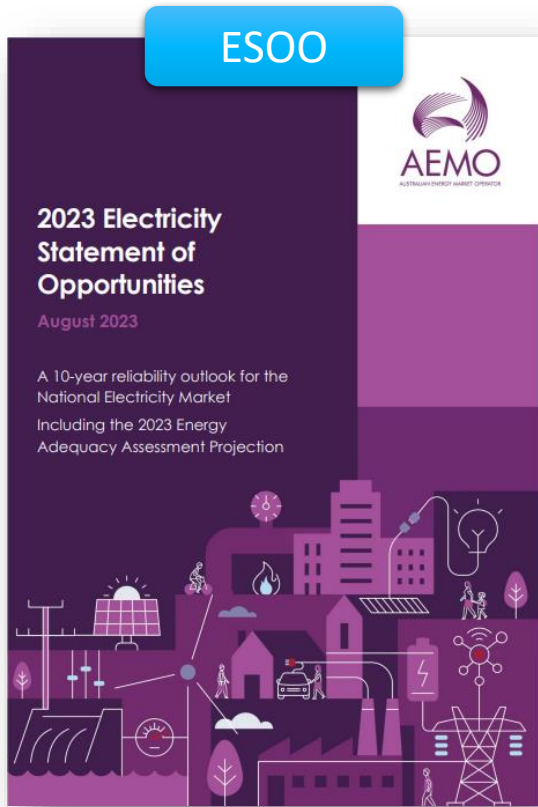
As a guide, the submission start dates are 10 business days before the end of each quarter, usually in January, April, July, and October. The submission start date is when the EAAP GELF Declarations web interface becomes available.

### Submission deadline

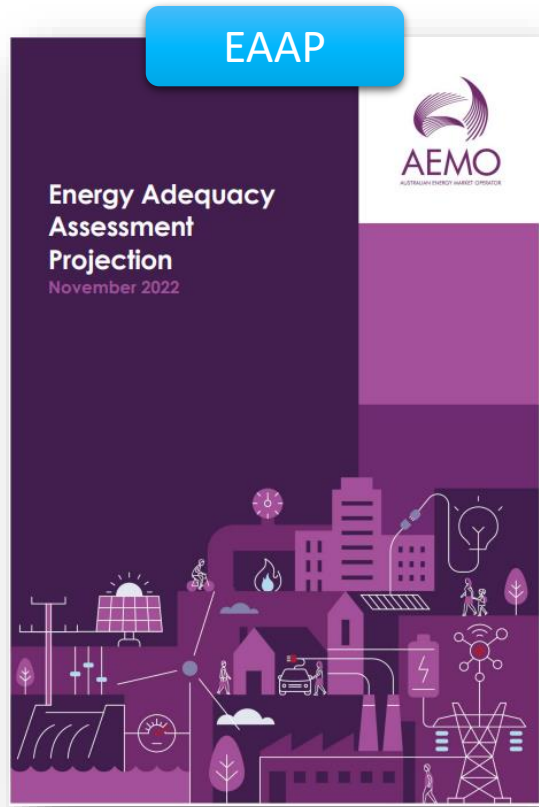
出典: AEMO. NEM. [About GELF Declaration Submission Guidelines](#).

# モンテカルロ法

AEMOはRAプロセスでモンテカルロ法を使用している。これにより、発電機の停止計画パターンの不確実性、気象条件に感度の高い需要、変動性電源の可用性、地域間の需要の一致などを捉えながら、モデルを反復的に実行することが可能である。



出典: AEMO. NEM. [2023 ESOO](#).



出典: AEMO. NEM. [2022 EAAP](#).

www.nemweb.com.au - /REP - **MT PASA** - ITPASA\_RegionAvailability/

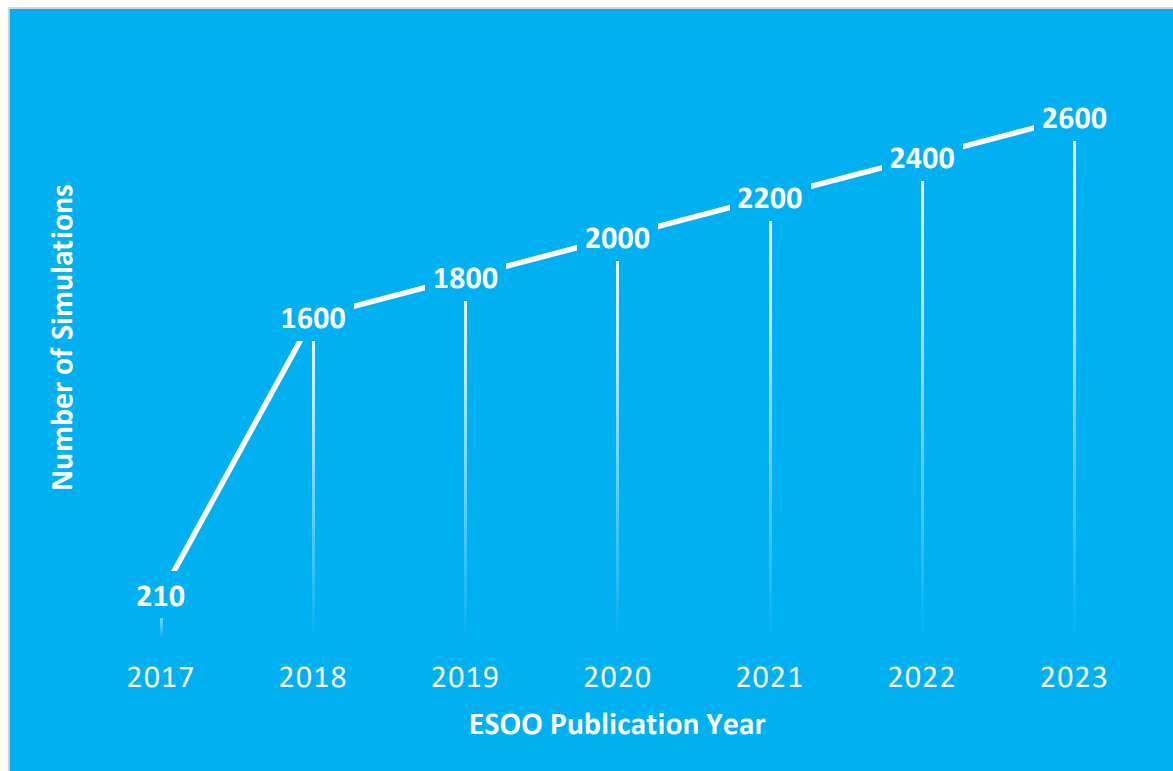
[To Parent Directory]

Monday, December 18, 2023 9:48 AM	175581 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312180900_000000405989424.rtf
Monday, December 18, 2023 12:48 PM	175590 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312181200_000000406004322.rtf
Monday, December 18, 2023 3:48 PM	175652 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312181500_000000406021433.rtf
Monday, December 18, 2023 6:48 PM	175574 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312181800_000000406038699.rtf
Tuesday, December 19, 2023 9:49 AM	175562 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312190900_000000406119953.rtf
Tuesday, December 19, 2023 12:49 PM	175812 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312191200_000000406136779.rtf
Tuesday, December 19, 2023 3:49 PM	175755 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312191500_000000406154058.rtf
Tuesday, December 19, 2023 6:49 PM	175790 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312191800_000000406171629.rtf
Wednesday, December 20, 2023 9:52 AM	175787 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312200900_000000406255427.rtf
Wednesday, December 20, 2023 12:51 PM	175737 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312201200_000000406273223.rtf
Wednesday, December 20, 2023 3:51 PM	175807 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312201500_000000406291963.rtf
Wednesday, December 20, 2023 6:49 PM	175849 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312201800_000000406310309.rtf
Thursday, December 21, 2023 9:49 AM	175789 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312210900_000000406392417.rtf
Thursday, December 21, 2023 12:49 PM	175806 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312211200_000000406410987.rtf
Thursday, December 21, 2023 3:49 PM	175822 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312211500_000000406429567.rtf
Thursday, December 21, 2023 6:49 PM	175812 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312211800_000000406444587.rtf
Friday, December 22, 2023 9:52 AM	175841 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312220900_000000406494082.rtf
Friday, December 22, 2023 12:49 PM	175804 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312221200_000000406505758.rtf
Friday, December 22, 2023 3:49 PM	175869 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312221500_000000406517296.rtf
Friday, December 22, 2023 6:49 PM	175867 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312221800_000000406528161.rtf
Saturday, December 23, 2023 9:49 AM	175823 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312230900_000000406577615.rtf
Saturday, December 23, 2023 12:48 PM	175822 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312231200_000000406588425.rtf
Saturday, December 23, 2023 3:48 PM	175877 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312231500_000000406599038.rtf
Saturday, December 23, 2023 6:48 PM	175873 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312231800_000000406609472.rtf
Monday, December 25, 2023 8:13 AM	175870 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312250700_000000406730890.rtf
Monday, December 25, 2023 9:49 AM	175870 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312250900_000000406738114.rtf
Monday, December 25, 2023 12:49 PM	175844 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312251200_000000406748719.rtf
Monday, December 25, 2023 3:49 PM	175844 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312251500_000000406759464.rtf
Monday, December 25, 2023 6:48 PM	175843 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312251800_000000406770368.rtf
Tuesday, December 26, 2023 9:50 AM	175869 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312260900_000000406818801.rtf
Tuesday, December 26, 2023 12:49 PM	175916 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312261200_000000406829134.rtf
Tuesday, December 26, 2023 3:49 PM	175875 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312261500_000000406839909.rtf
Tuesday, December 26, 2023 6:48 PM	175876 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312261800_000000406850628.rtf
Wednesday, December 27, 2023 9:51 AM	175889 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312270900_000000406898431.rtf
Wednesday, December 27, 2023 12:48 PM	175880 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312271200_000000406909955.rtf
Wednesday, December 27, 2023 3:48 PM	175932 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312271500_000000406921176.rtf
Wednesday, December 27, 2023 6:48 PM	175953 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312271800_000000406932137.rtf
Thursday, December 28, 2023 9:48 AM	175947 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312280900_000000406980668.rtf
Thursday, December 28, 2023 12:48 PM	175916 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312281200_000000406992134.rtf
Thursday, December 28, 2023 3:49 PM	175937 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312281500_000000407003209.rtf
Thursday, December 28, 2023 6:49 PM	175937 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312281800_000000407014049.rtf
Friday, December 29, 2023 9:49 AM	175931 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312290900_000000407063044.rtf
Friday, December 29, 2023 12:49 PM	175931 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312291200_000000407074559.rtf
Friday, December 29, 2023 3:50 PM	175963 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312291500_000000407085376.rtf
Friday, December 29, 2023 6:49 PM	175984 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312291800_000000407096285.rtf
Saturday, December 30, 2023 9:56 AM	175975 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312300900_000000407146368.rtf
Saturday, December 30, 2023 12:56 PM	175977 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312301200_000000407157322.rtf
Saturday, December 30, 2023 3:53 PM	175943 PUBLIC_MTPASAREGIONAVAILABILITY_202312301500_000000407168147.rtf

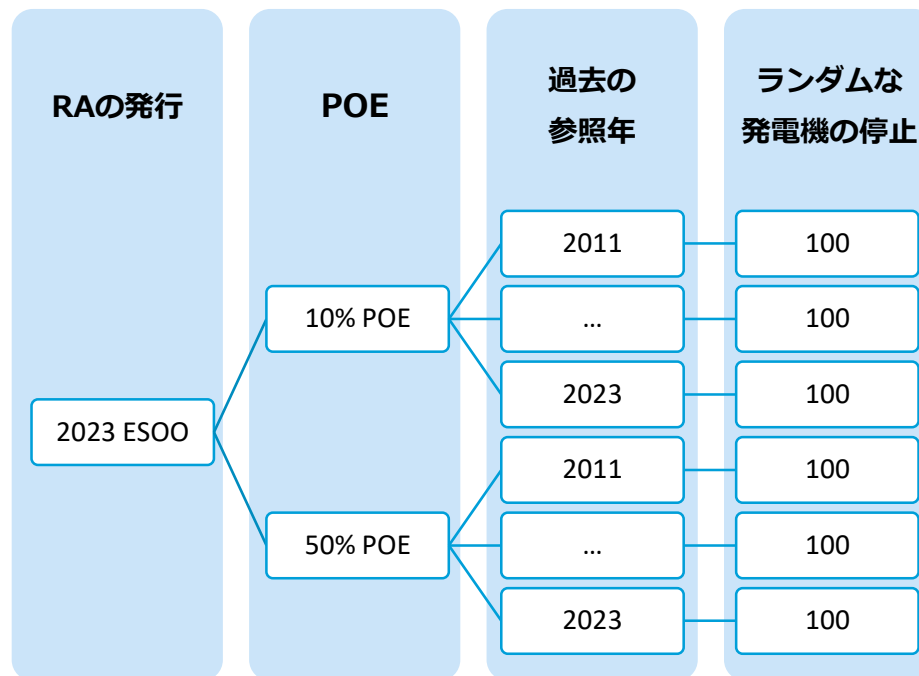
出典: AEMO. NEM. [MT PASA Region Availability](#).

# ESOOとEAAPのモンテカルロ計算

- AEMOは、下図に示した通り、毎年シミュレーション回数を増やすことで、ESOO信頼性予測を改善し続けている。EAAPも、ESOOのシミュレーション数に従う。



- シミュレーション回数は、**X**のPOE、**Y**の過去の参照年、および**Z**の発電所停止のランダムサンプルから構成される。
  - 2023年、ESOOとEAAPの信頼性予測は2,600回のシミュレーションに基づいて行われた（下図参照）。

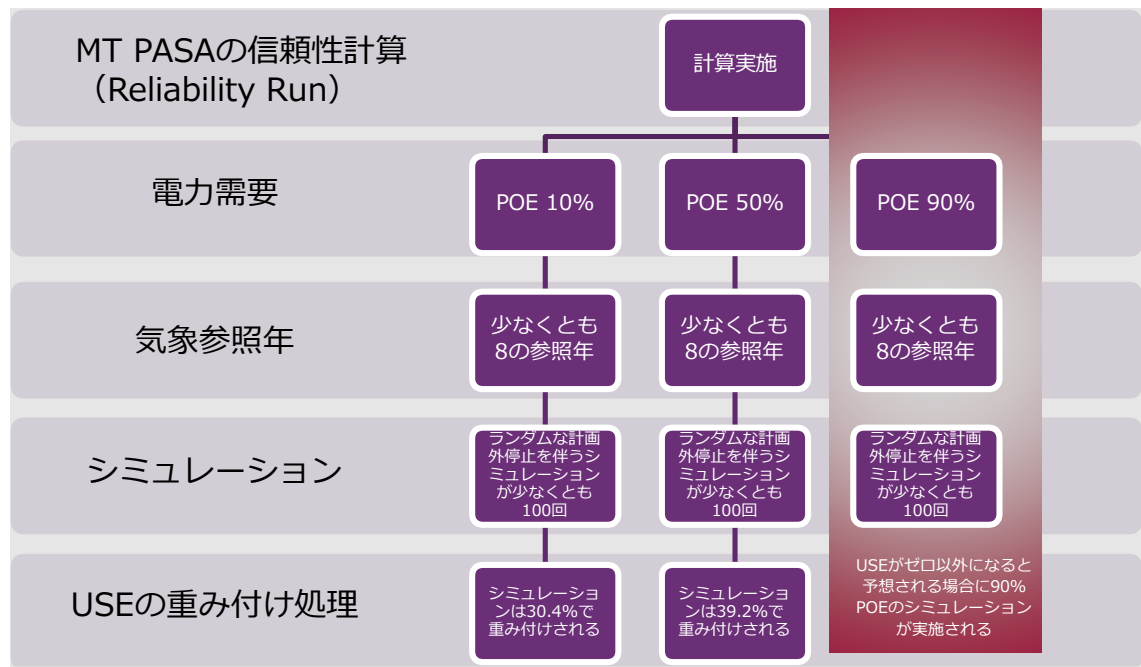


$$\begin{aligned}
 \text{Number of simulations} &= X \times Y \times Z \\
 &= 2 \times 13 \times 100 \\
 &= 2,600
 \end{aligned}$$

ESOOでは、感度分析のため3つの経済成長のシナリオ（緩やか、平均、急速（[P.79](#)参照））それぞれに対し、その需要変化を想定した上で信頼性評価を行っている。これらの3つのシナリオも含めると、2,600通り×3シナリオ分 = 7,800通りの計算が実施される事になる。

# MT PASAのモンテカルロ計算

- 「[MT PASA Process Description](#) (中期RA評価予測)」の報告書によると、信頼性計算 (Reliability Run) では少なくとも1,600回のシミュレーションを実施すると示されている。
- MT PASAには、電力不足確率計算 (LOLP Run) と呼ばれる別の計算がある。この計算は、負荷遮断の起こりうる、最もリスクの高い日进行评估することを目的としており、最大で500回のシミュレーションを実施する。



シミュレーション回数  
 = 2 POEs x  
 少なくとも8年の参照年数 x  
 少なくとも100回のランダムな計画停止  
 = 少なくとも1,600回

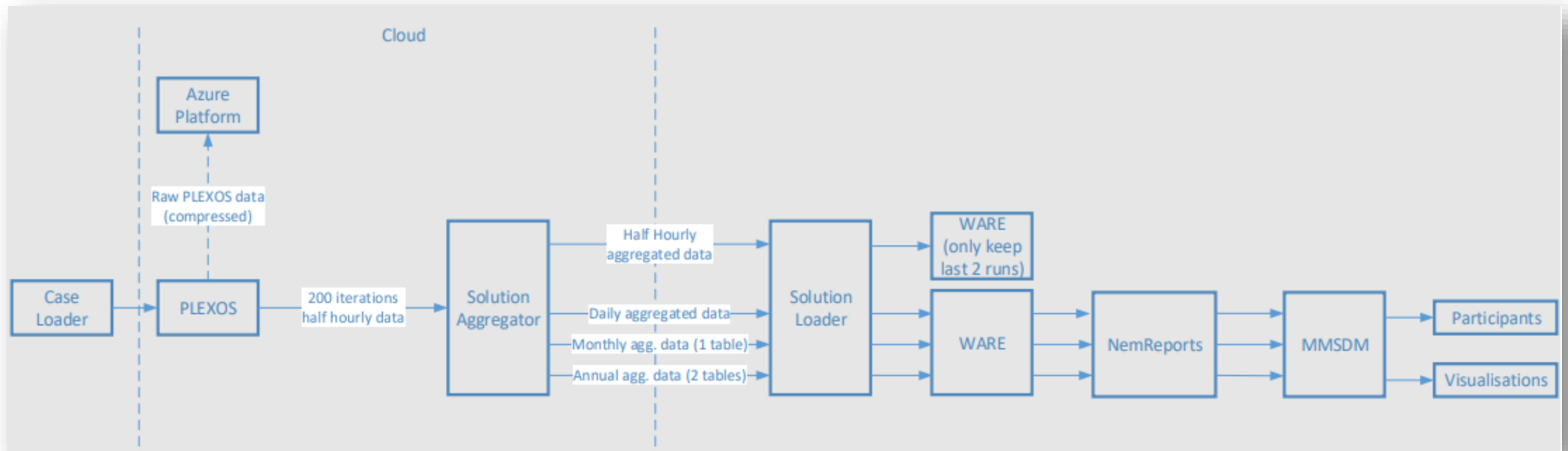
注：現在のMT PASAにはおそらく13の参照年（2011年～2023年）があるため、MT PASAのシミュレーション数は少なくとも2,600回となる。

# コンボリューション法によるRA評価があまり採用されない理由

- 「[Resource Adequacy in the Desert Southwest Final Report](#) (砂漠南西部のRAに関する最終報告書)」では、LOLPモデル（または単にRAモデル）を2つのカテゴリに分類している：
  - **コンボリューション法**：負荷と電源の利用可能容量に関する確率分布を組合せ、直接的に数値基準を計算することから、コンボリューション法として知られる。
  - **シミュレーション法**：できるだけ多くの年に対し、1時間ごとに実際の系統運用の数値計算を行う。モンテカルロ法は、シミュレーション法として分類される。
- 報告書では、シミュレーション法がコンボリューション法よりも広く使用されている理由を説明し、シミュレーション法の利点を2つ挙げている：
  - 時系列の相関を持つ複雑なシステムを表現できる
  - エネルギー制約のあるエネルギー貯蔵装置などに対して、ディスパッチを表現できる  
これは、コンボリューション法では評価できない
- 報告書では、コンボリューション法の短い計算時間を利点として挙げているが、時系列相関を持つ複雑なシステムを表現できないことやエネルギー制限のある電源に対してのディスパッチを表現できない事は、RAのモデル化を検討する上で大きな制約となる。

# AEMOのRAプロセスにおけるアーキテクチャー

- MT PASAには、信頼性モデルとLOLPモデルで使用される全ての関連入力データを統合する自動システム（Case Loader）があり、シミュレーション起動（Azureプラットフォーム）、結果集約（Solution Aggregator）、レポート公表（Solution Loader）の機能がある。  
注：MT PASAの実装にかかる年間費用はAU\$150,000である。
- プロセスのアーキテクチャは以下の通りである。



出典: AEMO. NEM. [Medium Term PASA Process Description](#).



# AEMOのRAプロセスにおけるアーキテクチャー

ESOOとEAAPのアーキテクチャに関する公開報告書は存在しないが、2023年のNEM ES00モデルの入力においてCase Loaderを使用していることが示されており（下図参照）、自動化プロセスが存在することが示唆されている。

The screenshot shows the SimulationShell interface with a project tree on the left and a table of objects on the right. A red box highlights the text 'Case Loader' in the table, and a red arrow points from this box to a red circle around the text 'Inserted by SPMCaseloader' in the description column of the table.

Category	Description
Demand Rating Traces	Inserted by SPMCaseloader
Demand Rating Traces	Inserted by SPMCaseloader
Demand Rating Traces	Inserted by SPMCaseloader
Data File TAS_OPGENMODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File VIC_OPGENMODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File NSW OPSO_MODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File NSW OPSO_MODELLING_PVLITE	Inserted by SPMCaseloader
Data File NSW PV_TOT	Inserted by SPMCaseloader
Data File QLD OPSO_MODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File QLD OPSO_MODELLING_PVLITE	Inserted by SPMCaseloader
Data File QLD PV_TOT	Inserted by SPMCaseloader
Data File SA OPSO_MODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File SA OPSO_MODELLING_PVLITE	Inserted by SPMCaseloader
Data File SA PV_TOT	Inserted by SPMCaseloader
Data File TAS OPSO_MODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File TAS OPSO_MODELLING_PVLITE	Inserted by SPMCaseloader
Data File TAS PV_TOT	Inserted by SPMCaseloader
Data File VIC OPSO_MODELLING	Inserted by SPMCaseloader
Data File VIC OPSO_MODELLING_PVLITE	Inserted by SPMCaseloader
Data File VIC PV_TOT	Inserted by SPMCaseloader

出典: Screenshot from AEMO's [2023 NEM ES00 Model](#).

# AEMOのRAプロセスに関する計算時間

AEMOはRAプロセスの計算時間の結果について報告していないが、Energy Exemplarによれば、PLEXOS Cloudを使用した場合、AEMOにおける供給信頼度評価のシナリオに対して、下記の計算時間の改善が見込めることを公表している。

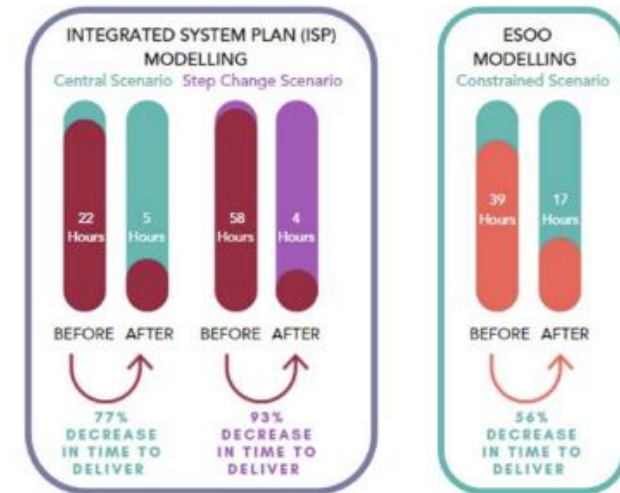
- 中央シナリオ：  
22時間から5時間に削減
- ステップチェンジシナリオ：  
58時間から4時間に削減
- 制約シナリオ：  
39時間から17時間に削減

注：2023年のNEM ESOOでは、1時間単位で10年間分の計画を評価するために、2,600回のシミュレーションが実施された。

## Staggering Speed Improvements Resulting in a Clear Business Benefit

Integrating with PLEXOS Cloud led to some staggering improvements in efficiency and speed for AEMO. Running the central scenario for the Integrated System Plan modelling decreased from 22 hours to 5 hours – a 77% decrease in time to delivery. The step change scenario run time decreased from 58 hours to 4 hours – a 93% decrease in time to delivery. The ESOO modelling of a constrained scenario reduced in run time from 39 hours to 17 hours – a 56% decrease in time to delivery.

















### Results



出典：Energy Exemplar. [AEMO - Clear Business Results Delivered by PLEXOS Cloud](#). September 13, 2023.



# 2023 NEM ESOO PLEXOSモデルのデータセット

2023 ESOO Model			
31/08/2023	Model Instructions 2023 ESOO	537.85 KB	 
31/08/2023	2023 ESOO Model	16.69 MB	 
31/08/2023	2023 Rating POE10	266.86 MB	 
31/08/2023	2023 Rating POE50	263.29 MB	 
31/08/2023	2023 OPGEN_MODELLING	198.38 MB	 
31/08/2023	2023 OPSO_MODELLING	198.13 MB	 
31/08/2023	2023 OPSO_PVLITE	196.48 MB	 
31/08/2023	2023 PV_TOT	110.05 MB	 

出典: AEMO. NEM. [ESOO](#).

# 2023年NEM ESOOにおける要点のまとめ

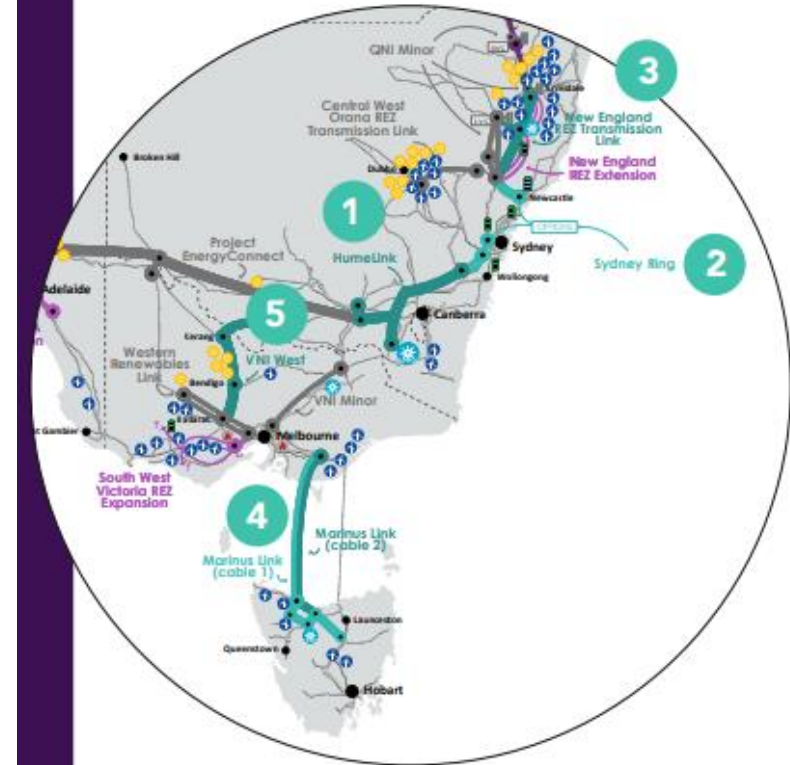
- 2023年NEM ESOOによると、信頼性ギャップ予測は主に以下の要因によると報告された。
  - 需要が高い時に風力発電量が少ない状況の可能性
  - 老朽化火力の廃止
  - 需要家の負荷削減および自家発電応答（DSP）が少なかった
- 系統混雑の問題は言及されてはいないが、系統混雑がNEMの信頼性に重大な影響を与えていることが示唆されている。ネットワーク容量を増やす目的で5つの送電プロジェクトが計画されていることから（次スライド参照）から、システムの信頼性が著しく向上していることが示されている。
- NEM ESOOでは、信頼性評価における系統混雑の影響を予測することは義務付けられていない。

# 2023年NEM ESOOの送電拡張プロジェクト

- 右図は、AEMOのISPで特定された5つの実行可能な送電プロジェクトを示している。
  1. HumeLinkは、ニューサウスウェールズ南部の共有ネットワークからニューサウスウェールズの負荷中心地へのネットワーク容量を増やす。
  2. Sydney Ringは、追加の新規発電所から負荷中心地へのネットワーク容量を増やす。
  3. New England REZ送電リンクは、増加した再エネ発電から負荷中心地へのネットワーク容量を増やす。
  4. Marinus Linkは、タスマニアとビクトリアの間の融通容量を増やす。
  5. VNI Westは、ビクトリアから南ニューサウスウェールズへのネットワーク容量を増やす。
- 詳細については、「[2023 Transmission Expansion Options Report](#) (2023年送電拡張オプションレポート)」を参照。

Actionable transmission projects commissioned to schedule, including:

1. HumeLink
2. Sydney Ring
3. New England REZ Transmission Link
4. Marinus Link
5. VNI West



出典: AEMO. NEM. [2023 ESOO Infographic](#).

# (参考) 米国PJMにおけるRA評価プロセス

Generator Availability Data System (GADS)  
発電機の利用可能性に関するデータシステム

PJMでは、各発電機ユニットに対して需要に応じたEFORd（等価強制停止率）を計算している。利用可能な供給力を決定するために、eGADSを使用している。

Long-Term Load Forecast Model  
長期負荷予測モデル

PJMでは、カレンダーデータ、経済的要因、気象条件、分散型太陽光発電、プラグイン電気自動車の普及、およびエンドユーズの特性を考慮して負荷を予測している。

Installed Reserve Margin (IRM) Study  
設置予備力調査

IRM（Interconnection Reliability Margin）調査は、コンボリユーションを使用して、発電のアデカシー基準を満たすために必要な予備力マージンを決定する。

Load Deliverability Study  
負荷の供給可能性調査

CETO (Capacity Emergency Transfer Objective) / CETL (Capacity Emergency Transfer Limit)スタディにおいて、融通で必要な容量をカバーできるか、または、PJM委員会の指示により送電設備の設備増強が必要かを決定する。

Effective Load Carrying Capability (ELCC) Study  
供給信頼度対応能力の調査

ELCC調査は、IRMスタディで使用される風力、太陽光、蓄電池、およびハイブリッドリソースの容量値を決定する。

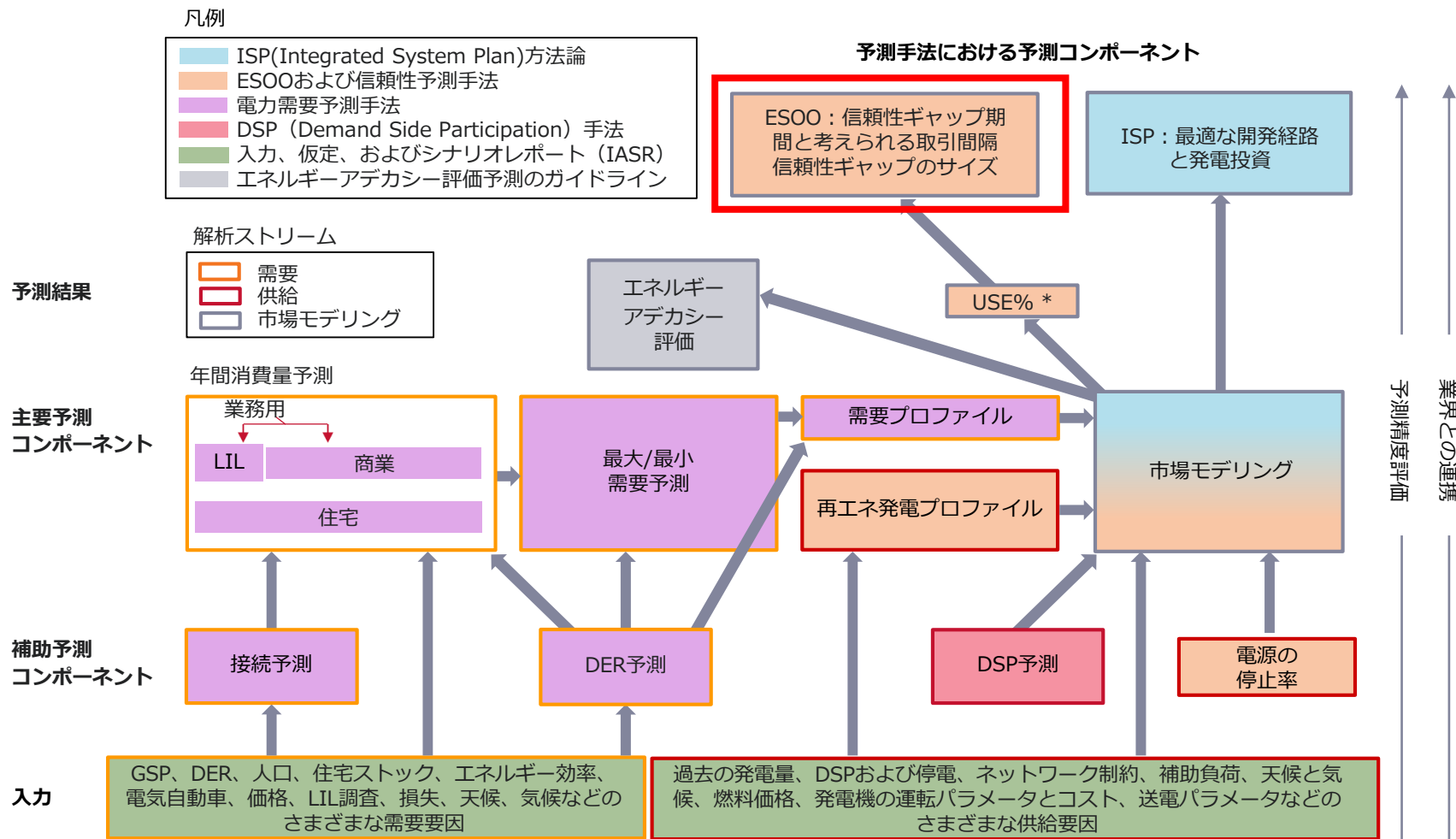
出典: PJM. [Planning 201 – Resource Adequacy Planning](#).



## 4. 需要の想定

# AEMOの需要予測手法の全体図

以下のフローチャートは、AEMOの予測手法を全体図である。ピンク色のボックスは電力需要予測の構成要素である。



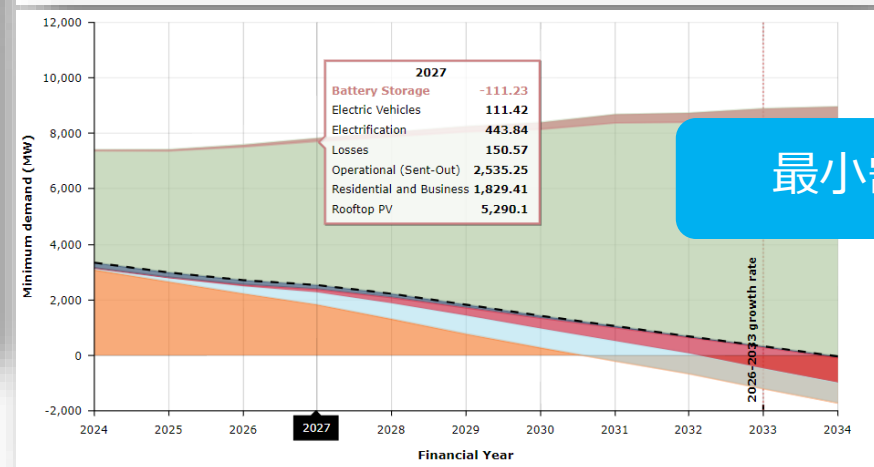
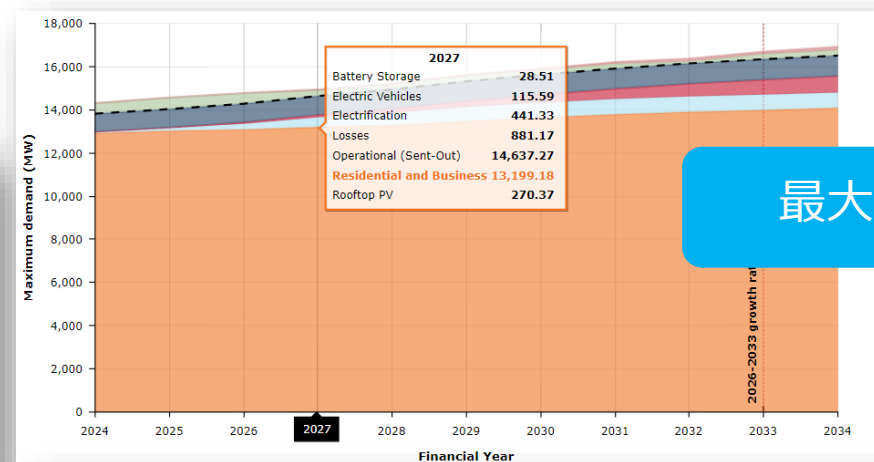
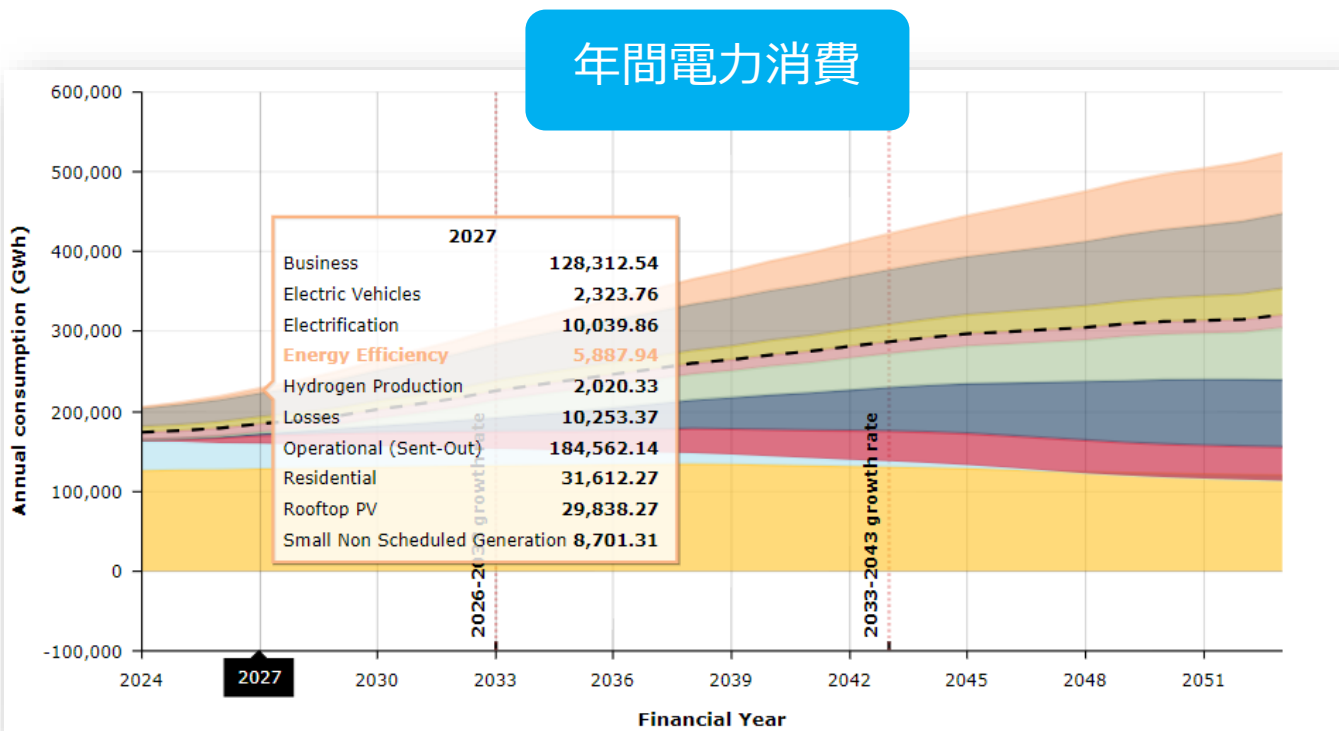
出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach](#).

注: 本章では主要な構成要素のみに着目する。



# AEMOの電力予測手法

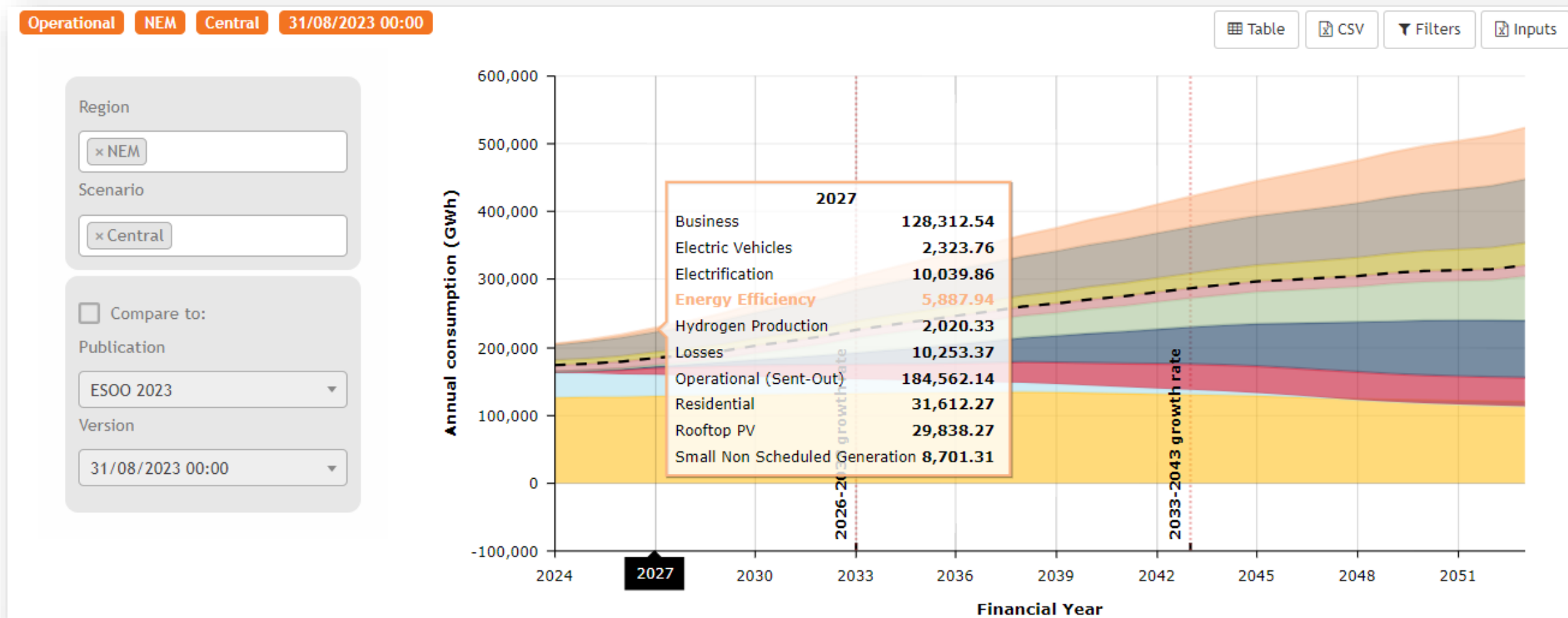
AEMOは、電力需要予測において、データ分析、モデリング技術、専門家の判断を組み合わせた多層的なアプローチを採用している。予測プロセスにはステークホルダーの参加が含まれている。以下に、予測例を示す。  
(次スライド以降に詳細を記載)



出典: AEMO. NEM. [Electricity & Gas Forecasting](#).

# NEMの年間電力消費の予測例

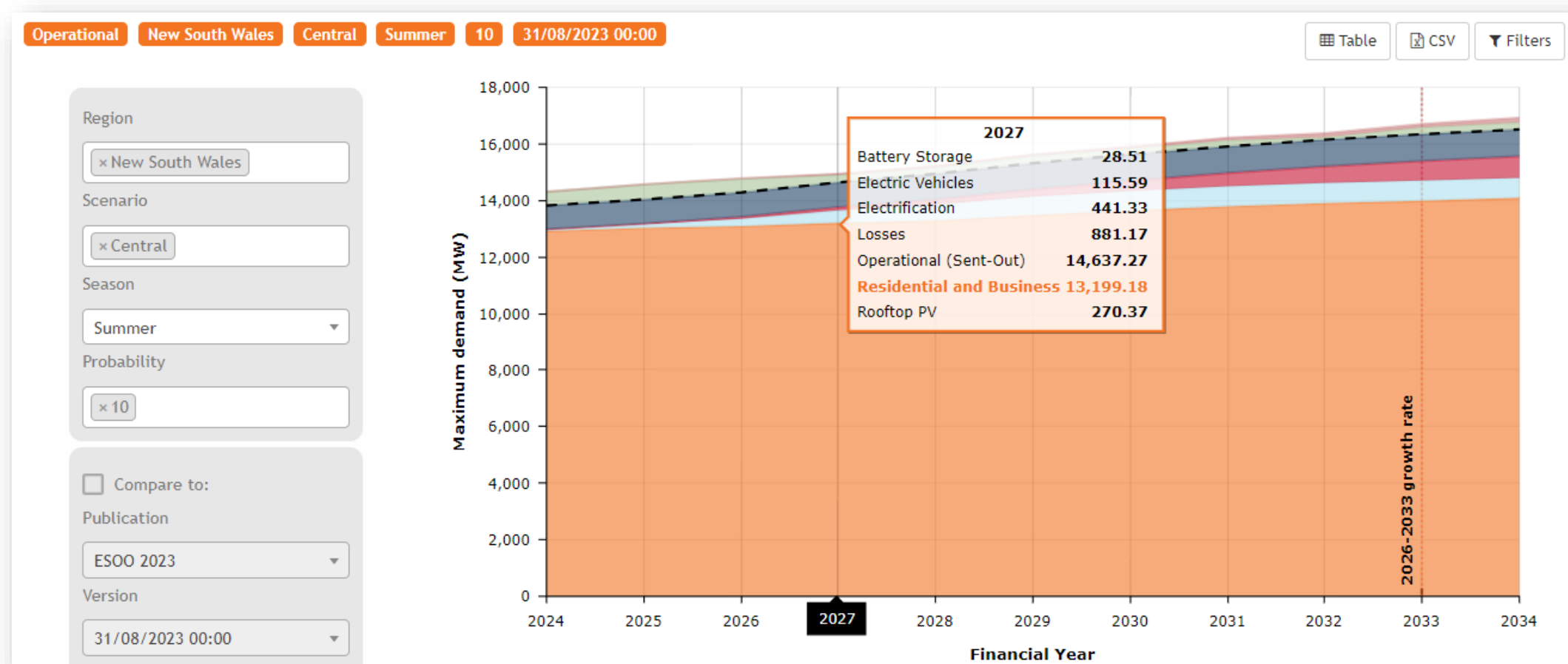
下図は、2023年 ES00の中央シナリオ（10% POE）に基づく、NEMの年間電力消費量の予測例を、2024年度から2053年度まで示している。



出典: AEMO. NEM. [Electricity & Gas Forecasting](#).

# NEMの最大電力需要の予測例

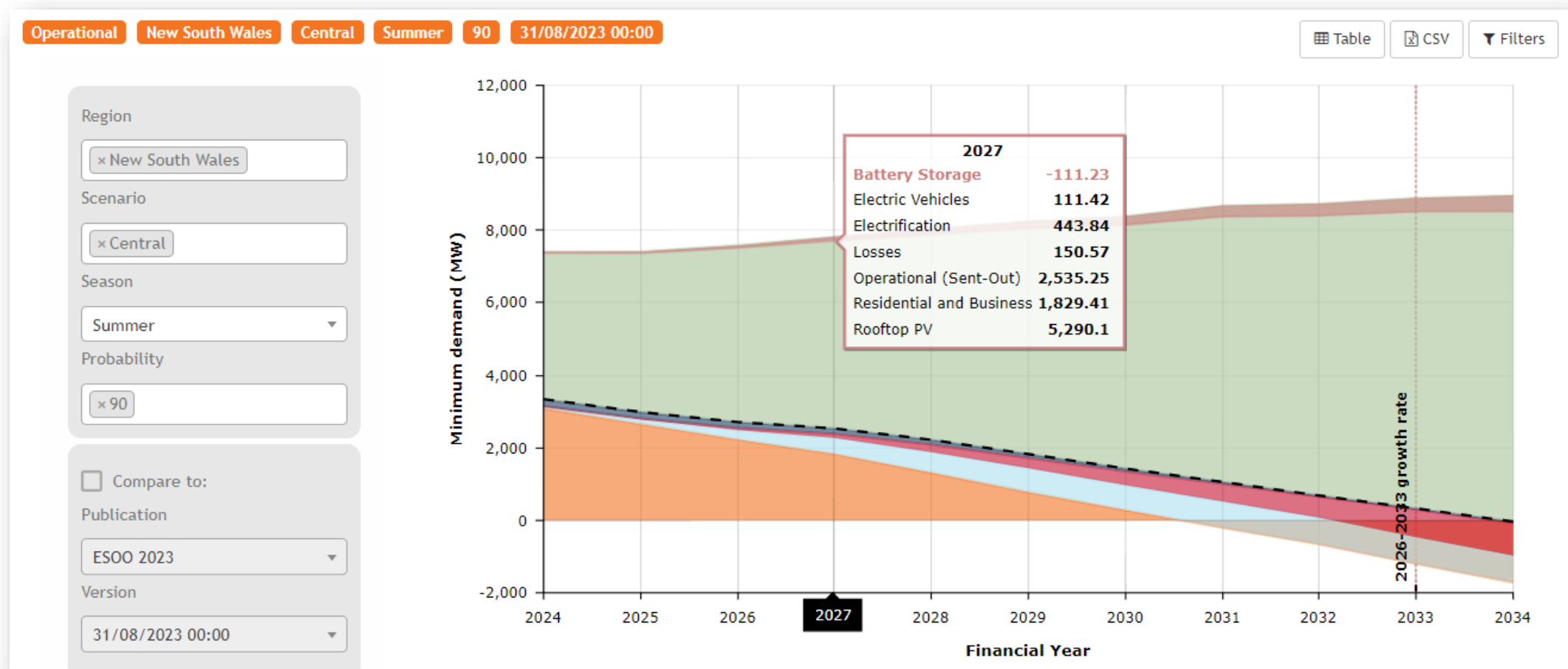
下図は、2023年のESOOに基づく中央シナリオ（10% POE）に基づく、2024年度から2034年度までのNEMにおける最大電力需要の予測例を示している。



出典: AEMO. NEM. [Electricity & Gas Forecasting](#).

# NEMの最小電力需要の予測例

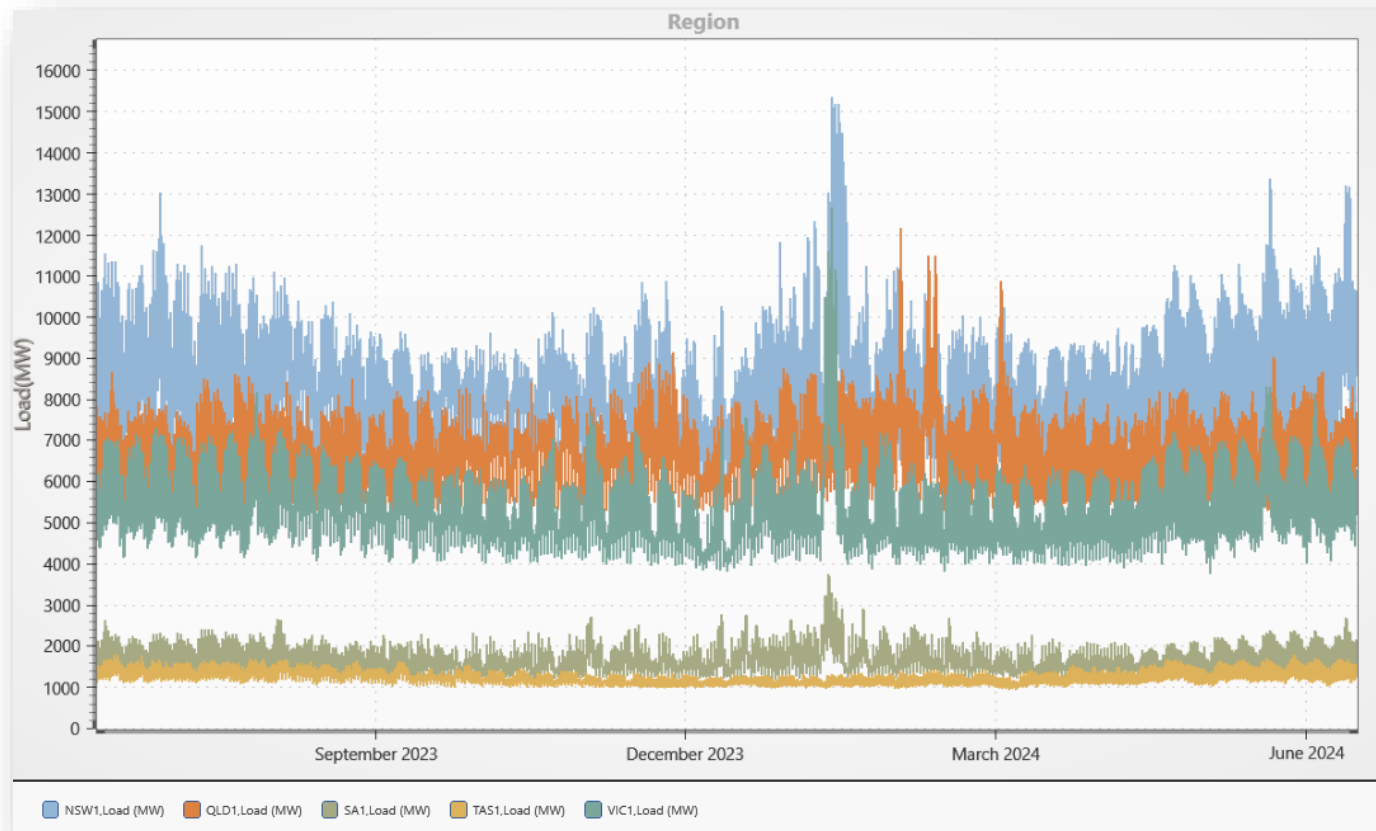
下図は、2023年のESOOに基づく中央シナリオ（10% POE）に基づく、2024年度から2034年度までのNEMにおける予測される最小電力需要の例を示している。



出典: AEMO. NEM. [Electricity & Gas Forecasting](#).

# NEM 1 時間毎の電力需要の予測例

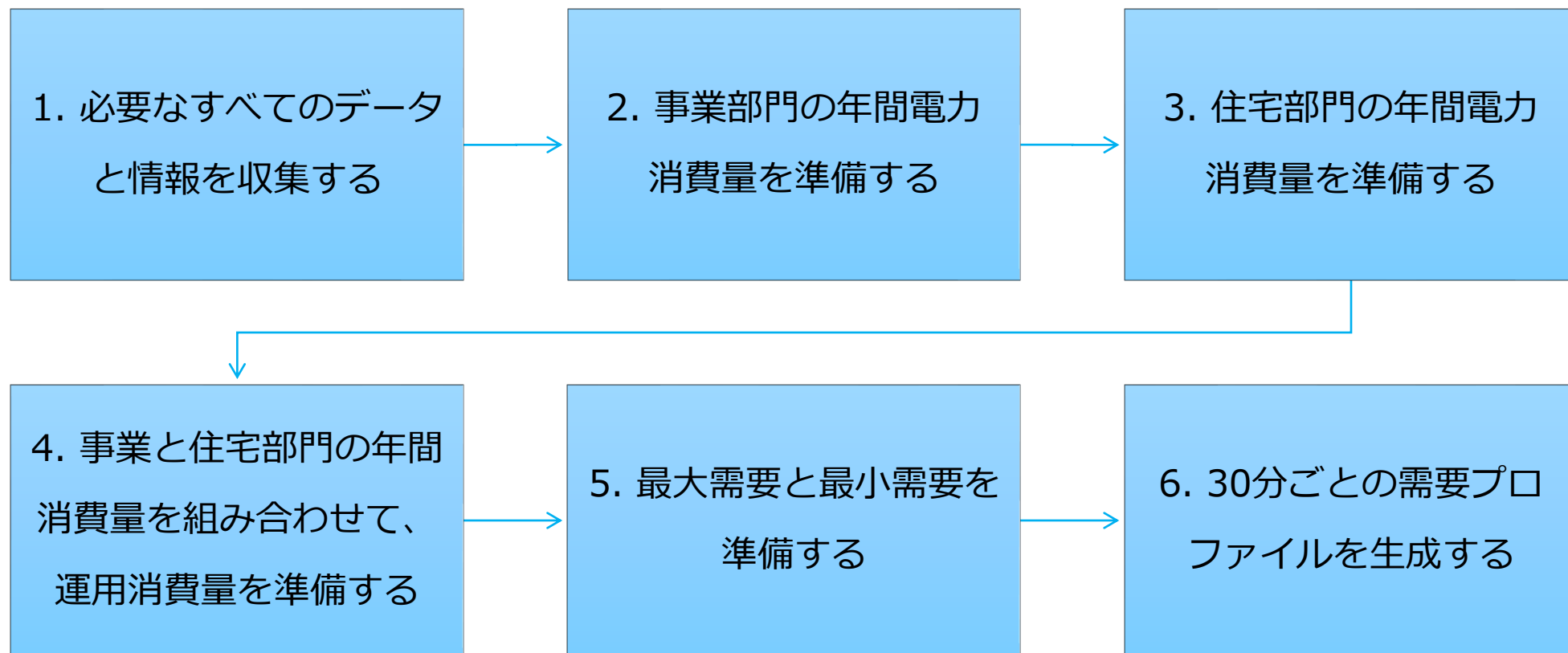
以下の図は、2023年 ESOOにおけるNEMの将来電力市場の急激な変革を想定した“Step Change”シナリオ（10% POE、2011年）に基づいており、2024年のNEMにおける地域ごとの1時間刻みの電力需要の予測例を示している。これらの予測はPLEXOSを使用している。



完全な需要プロファイルは、AEMOのNEM ESOOのウェブページで入手可能。

# 予測における重要なステップ

AEMOの「[Electricity Demand Forecasting Methodology](#) (電力需要予測手法)」の報告書には、NEMにおける地域の電力消費量、地域の最大および最小需要、および30分毎の需要プロファイルを予測するための詳細なプロセスが記載されている。以下のフローチャートは、予測の準備に関する主要なステップである。

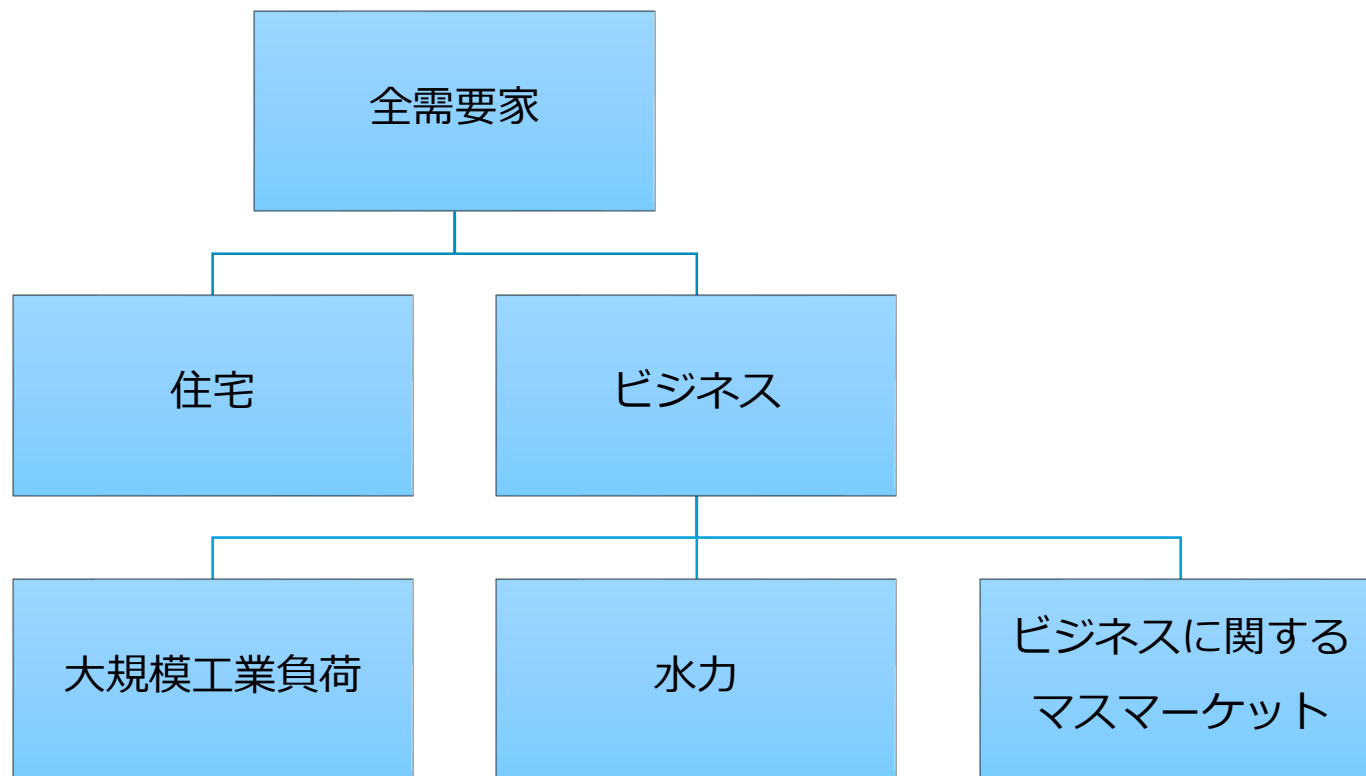


# 需要予測の要素

- 電力需要予測の要素は、下記の2つの種類に分かれる。
  1. **構造的要因**：過去のトレンドと専門家の判断に基づいて推定でき、確率を割り当てることはできない。例：
    - 人口
    - 経済成長
    - 電力価格
    - 技術の採用
  2. **ランダム要因**：確率分布としてモデル化できるものである。AEMOの手法では、最大および最小需要予測において確率分布を用いており、これらの確率分布はランダムな要因の不確実性を説明する。例：
    - 天候に起因する電力需要の変化
    - 天候に起因する発電電力量
    - 天候とは相関のない電力需要の変化

# 予測における需要部門

各需要部門において需要要因は異なる影響を与えるため、AEMOでは各部門ごとに電力消費を予測している。以下の図に、AEMOの予測で定義された顧客部門の種類を示す。



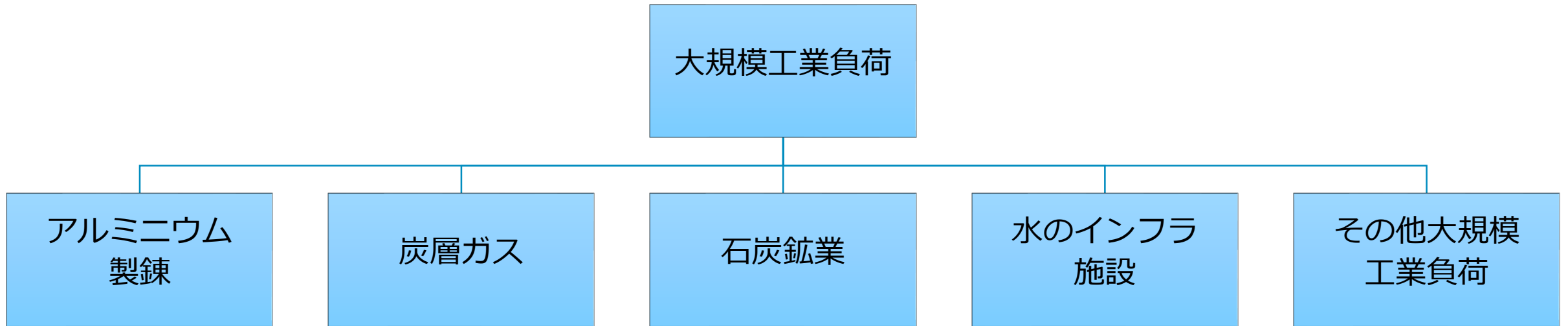
出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

注：ビジネスに関するマスマーケットには、大規模工業負荷および水力に含まれないその他のビジネスに関連する電力需要が含まれる。



# 大規模工業需要家における部門

大規模工業負荷は、以下に示す5つ部門に分類される。



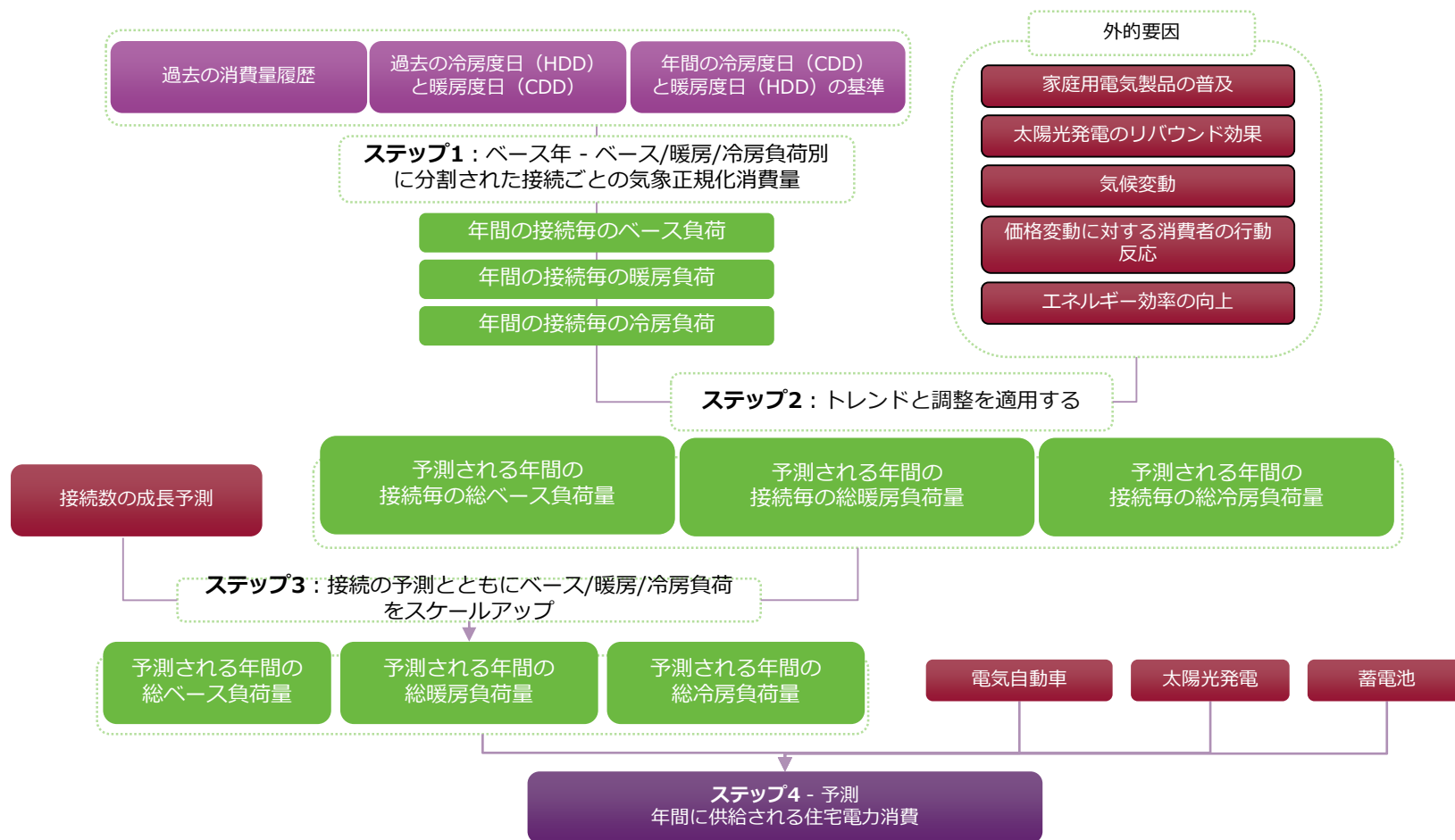
出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

# 各需要部門における予測

- AEMOは、需要部門の電力消費を予測するために、下記に示す異なる手法を使用している。
  - 住宅: 成長モデルを使用している。これは、基本的な住宅電力消費量が計算され、様々な要因（例：家電の普及、省エネ効果など）に対するトレンドの考慮と調整がされ、成長予測に基づいてスケーリングされた上で、最終的な消費量が決定される。
  - 大規模工業負荷: 調査に基づく予測
  - 水力: 協議の上決定されたシナリオベースの想定
  - ビジネスに関するマスマーケット: 計量経済モデリング
- これら予測手法の詳細については、AEMOの「[Electricity Demand Forecasting Methodology](#)（電力需要の予測手法）」で説明されている。

# 住宅消費予測に関するプロセスフロー

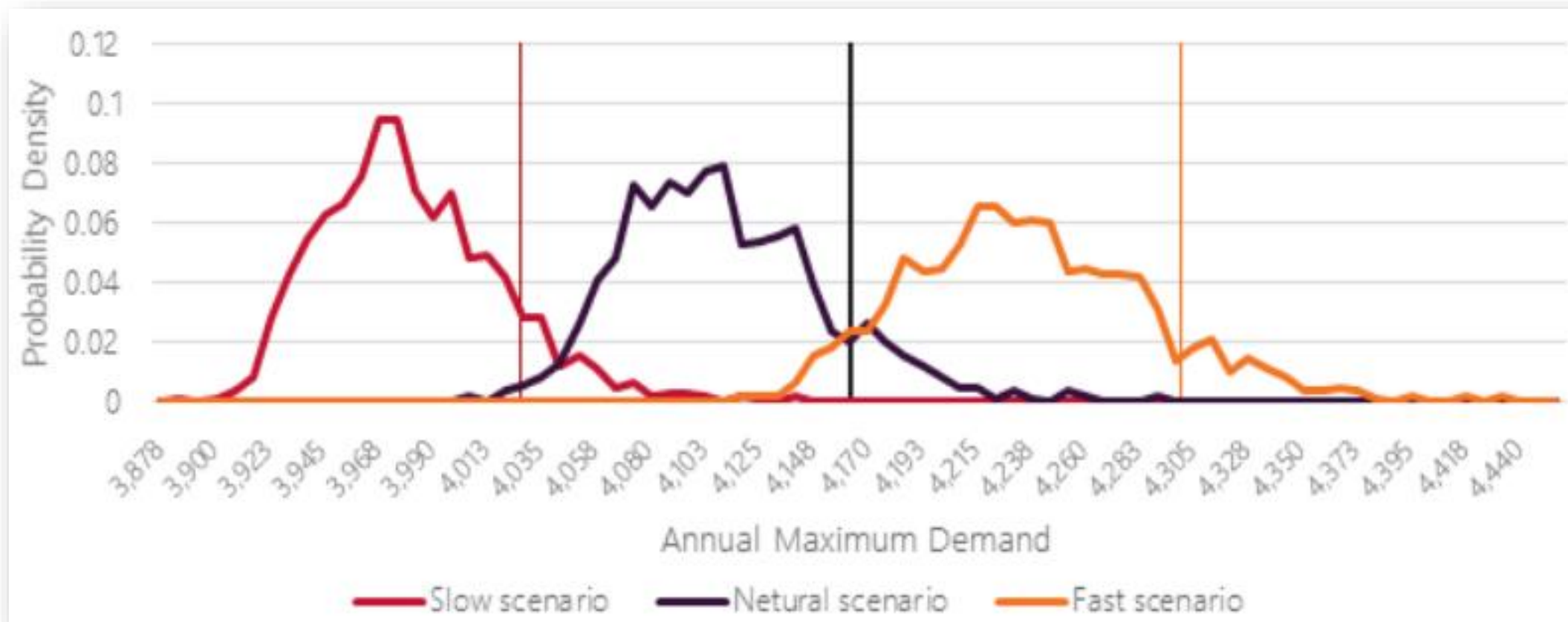
以下のフローチャートは、基礎となる住宅用電力消費予測の計算手順を示す。



出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

# 最小および最大需要の予測

- AEMOは、典型的な地域のとりうる最大・最小需要の結果を表す確率密度関数を作成する。
- 下図は、経済成長に関する3つのシナリオ（Slow, Neutral, Fast）の概念的な確率密度関数を示しており、縦線は10% POEの推定値を表している。



出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

(注) Fastシナリオでは、Neutralシナリオよりも強い経済成長が期待される。  
一方、Slowシナリオでは、より緩やかな経済成長が期待される。

# 最小および最大需要の予測（1/3）

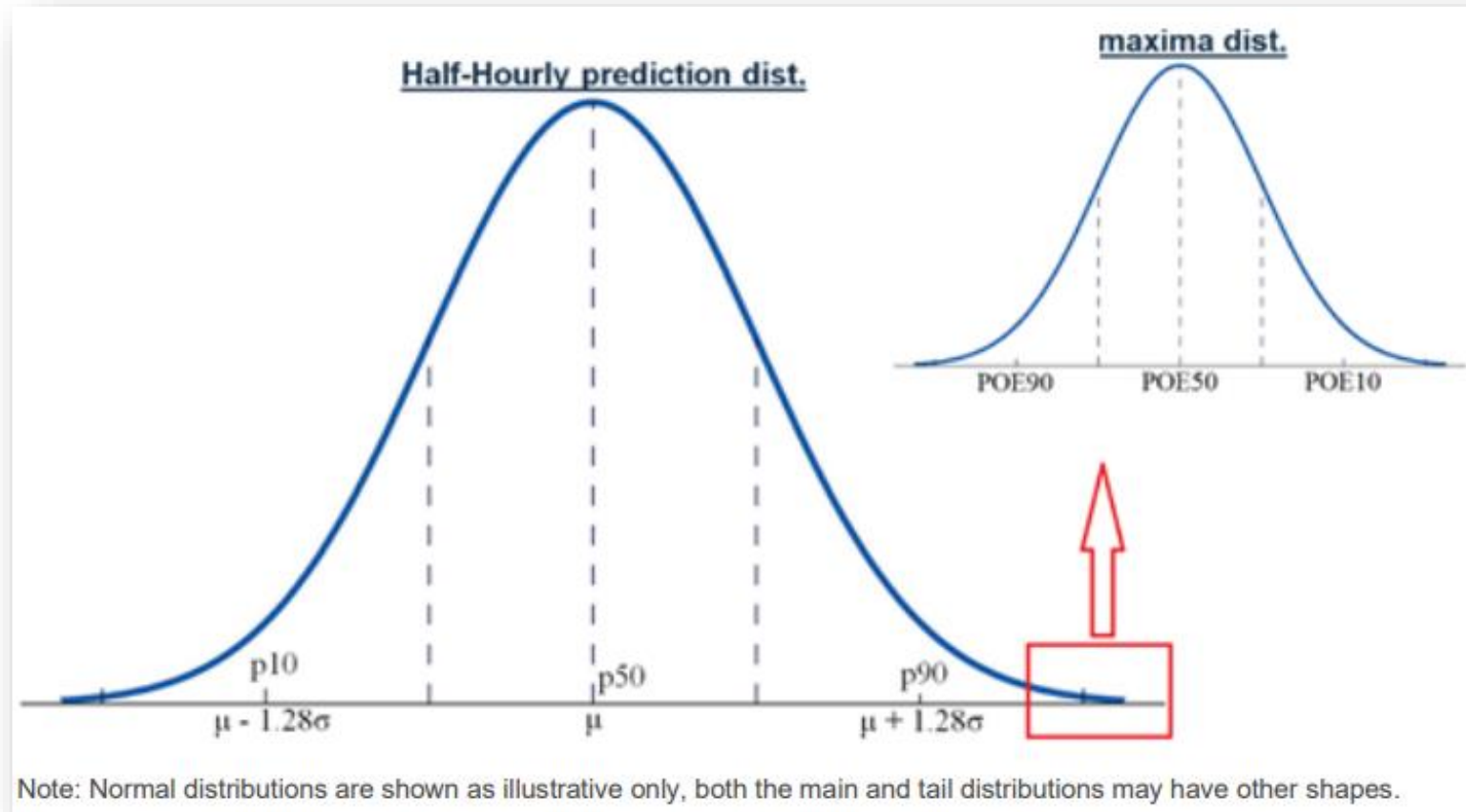
- 最小および最大需要モデルの作成に必要な30分毎のデータの要件は下記の通りである。
  - 過去および将来予測の住宅用PV容量と正規化された発電プロファイル
  - 過去および将来予測の非計画PV設置容量と正規化された発電プロファイル
  - 将来予測の電気自動車の数と充電プロファイル
  - 将来予測のエネルギー貯蔵システムの設置容量と充電/放電プロファイル
  - 大規模工業負荷のメータ識別子/接続データ
  - 過去および将来予測の大規模産業負荷
  - 過去の需要
  - 予測される気候変動
- モデルの開発には、異常値を検出し、重要な需要要因や多重共線性を特定するために、探索的データ解析（EDA: Exploratory Data Analysis）が使用される。
- 各地域には、30分毎のモデル、最大一般化極値（GEV: Generalized Extreme Value）モデル、および最小GEVモデルの3つのモデルが開発される。これらのモデルは、EDAプロセス中に統計的に有意であると特定された変数を使用する。
  - 30分毎のモデルは、30分毎に数値計算し、季節毎に集約する。
  - GEVモデルは、各月の最小値と最大値を数値計算し、季節毎に集約する。

## 最小および最大需要の予測（2/3）

- 30分毎のモデル開発の主要な特徴
  - 将来の気候条件に調整した過去20年間の気象データを用いて、14日毎のブロックに分割する。
  - これらの気象ブロックを26個選択し、季節の順序（夏のブロックは夏に、冬のブロックは冬に）に留意した上で繋ぎ合わせる。これにより、人工的な新しい気象データの年が作成される。
  - このプロセスを3,000回行い、30分毎のデータポイントを持つ3,000のユニークな気象年が得られる。
  - これらの将来の気象年を使用し、日付や時間などの他の要因と組み合わせて、各年の電力需要を推定する。
  - 特に、計算を行う各年の最大および最小需要に関心がある。
- GEVモデル開発の主な特徴
  - 30分毎のモデルとは異なり、GEVモデルは極値の分布を理解することに焦点を当てており、特定の気象パターンに依存しない。
  - 30分毎のモデルと同様に、GEVモデルは、過去の月間気象データをサンプリングして構築された合成気象年を使用する。
  - これらの合成年にGEVモデルを適用して、極端ケースの需要の期待値に対しての点予測を行う。
  - 分布自体も同じ合成気象年を使用して数値計算が行われる。

## 最小および最大需要の予測（2/3）

以下の図は、30分毎のモデルの結果（左の正規分布）とGEVモデルの結果（右上の正規分布）を示している。

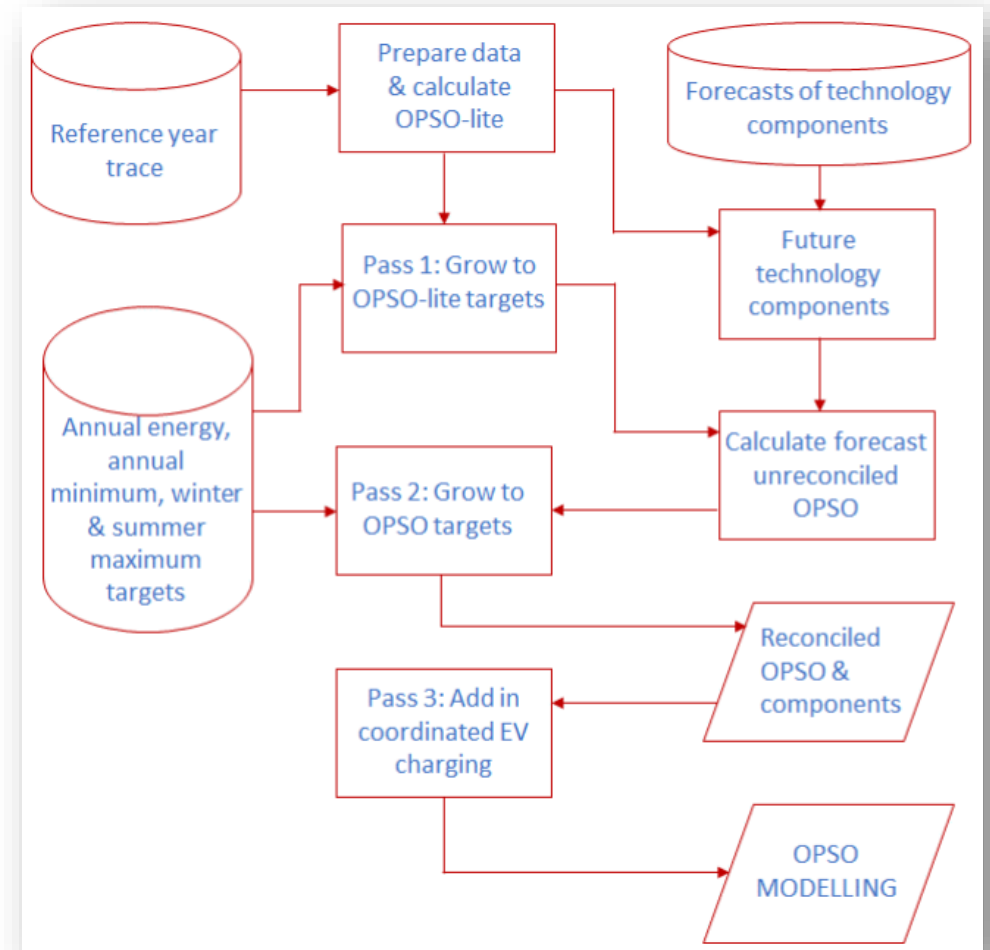


出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

需要分布の作成プロセスを示す公開情報はない。

# 30分毎の需要プロフィール

- 需要プロフィールは、NEM地域、過去の参照年、予測年、シナリオ、およびPOEレベルで区別され、作成される。
  - 需要プロフィールの作成プロセスは、以下の3つの手順で構成される：
    1. OPSO (Operational Demand 'Sent Out')-liteの目標値に到達するために、参照年のプロフィールをOPSO-liteベースでスケールさせる。
      - OPSOは発電端電力、または、計画、部分計画、および重要な非計画電源からの供給電力である。
      - OPSO-liteは、住宅用PV、非スケジュール太陽光発電、エネルギー貯蔵システム、電気自動車などの影響を取り除いた発電端電力である。
    2. 技術要素の予測を再導入し、時系列をOPSOの目標値に到達するように調整する。
    3. 協調されたEV充電をOPSOに追加する。
- 以下のフローチャートは、AEMOの需要プロフィールの作成プロセスを示している。





# (参考) 計画・計画電源の用語定義

## ■ 計画電源 (Scheduled Generator)

- 定格が30MW以上である発電ユニット、または合計定格が30MW以上の共通接続点に接続された発電ユニットのグループの一部。

## ■ 部分計画電源 (Semi-scheduled Generator)

- 定格が30MW以上の発電ユニット、または合計定格が30MW以上の共通接続点に接続された発電ユニットのグループの一部であり、発電ユニットの出力が断続的である場合（太陽光、波力、風力、および水力で、物質による貯蔵を含まない）。

## ■ 非計画電源 (Non-scheduled Generator)

- 定格が30MW未満の発電ユニット（他の発電ユニットのグループの一部ではない）。

## ■ 重要な非計画電源 (Significant Non-scheduled Generation)

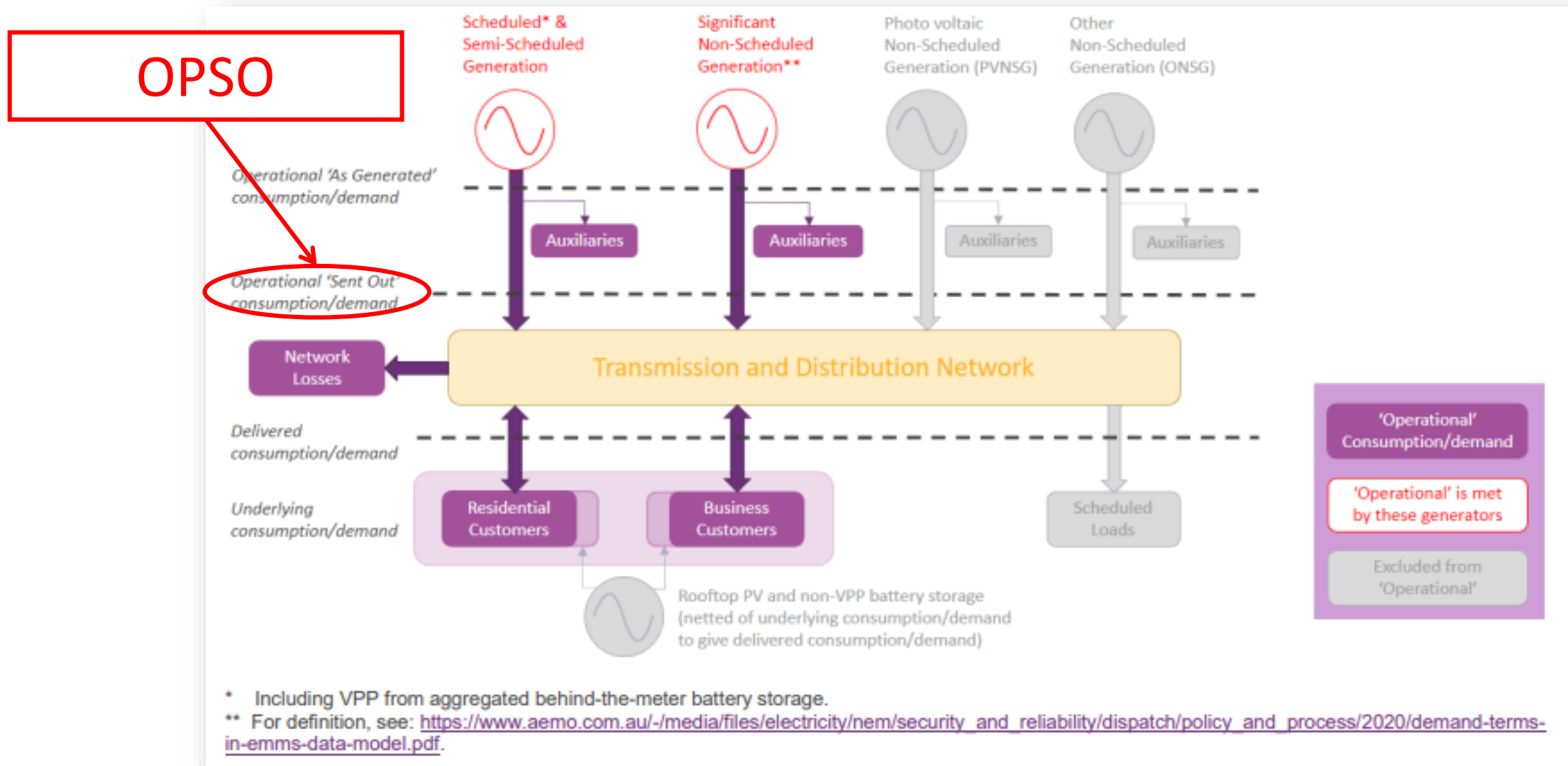
- 30MW以上の風力または太陽光発電設備（および部分計画規則の変更前に参加したもの）であり、ディスパッチ時には計画電源として取り扱われ、ネットワーク制約式のモデル化に必要となる。また、その他NEMに影響を与える発電設備。

出典:

AEMC. [National Electricity Rules](#).

AEMO. NEM. [AEMO uses the term "operational" to describe electricity used in the NEM](#).

# (参考) OPSO (Operational Demand 'Sent Out')とは



出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). August 2022.

## (参考) OPSO-liteとは

- OPSO-liteは、非典型的な需要の条件を取り除き、以下の技術の影響が除かれた需要と定義される：
  - 住宅用PV (PVROOF)
  - 非計画PV (PVNSG)
  - エネルギー貯蔵システム (ESS)
  - 電気自動車 (EV)
  - V2H放電 (V2H)
  - 十分な運用履歴がない、または新しい産業部門が存在する場合、その産業部門OPSO-liteに含まれる。例えば、クイーンズランド州の炭層ガス (CSG) の負荷など。
- OPSO-liteは、通常、上記の非典型的な需要条件を除いたOPSOである。
- 成長アルゴリズム (Growing Algorithm) によって、季節毎、週毎、および日毎の需要パターンを保持しながら、非典型的な需要条件を取り除く。

# OPSO目標値を達成する時系列プロフィールの調整

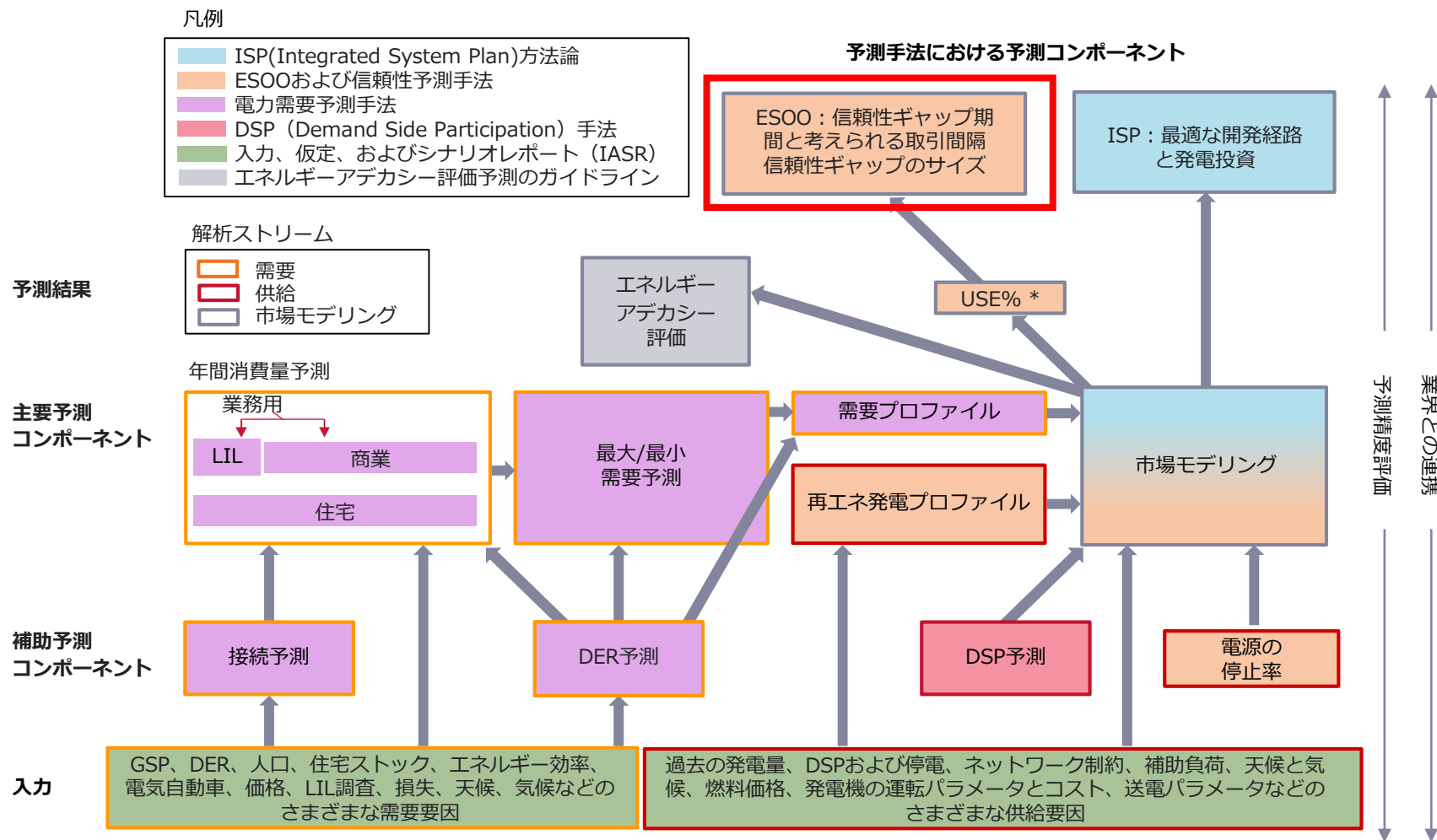
- AEMOは、OPSO-liteとOPSOの2つの需要プロフィールを予測している。
- 先述のように、成長アルゴリズムにおいて季節毎、週毎、日毎のプロフィールを維持するために、非典型的な需要条件を除去がOPSO-liteベースで行われる。
  - 次に、成長アルゴリズムと将来技術の想定によって生成されたOPSO-liteの需要需要プロフィールが加えられ、未調整のOPSOが生成される。
- 将来技術を考慮すると、未調整のOPSOの最大需要がOPSO目標値に常に達する訳ではないため、時系列の調整が必要となる。これにより、OPSOの需要プロフィールが作成される。
- 詳細は「[Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#) (予測手法 - 電力需要予測手法)」を参照



## 5. 供給力の想定

# AEMOにおける供給力予測手法

以下のフローチャートは、AEMOの予測手法の全体図である。図中における、供給力予測の構成要素は、オレンジ色のボックス、および発電設備の運用パラメータとコストで示している。



出典: AEMO. NEM. [Forecasting Approach](#).

# 既存の発電設備のパラメータに関するデータソース

- AEMOは、既存の発電設備や貯蔵設備の運用およびコストのパラメータに関するデータを、以下の様々な情報源から収集している。
  - AEMOの“Generation Information”のページ
  - AEMOの発電設備調査
  - AEMOの内部調査
  - 外部コンサルタントの報告書
  - 政府による公開データ  
(注：エミッションデータはISP (Integrated System Plan)で使用される。)
- これらの情報は、右側のテーブルにまとめられている。
  - 必要に応じて、AEMOは上記の情報源から得た入力パラメータに特定の発電所や開発者と調整を行う。

Source	Technical and cost parameters used in AEMO's inputs and assumptions
AEMO's Generation Information page	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximum capacities</li> <li>• Seasonal ratings (10% probability of exceedance (POE) summer, typical summer and winter)</li> <li>• Auxiliary loads</li> <li>• Reserves</li> <li>• Commissioning and retirement dates</li> </ul>
GHD 2018-19 AEMO Costs and Technical Parameter Review (primarily for existing generators)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heat rates</li> <li>• Maintenance rates</li> <li>• Fixed and variable operating and maintenance costs</li> <li>• Ramp rates</li> <li>• Minimum up and down time</li> </ul>
Aurecon 2022 Costs and Technical Parameter Review (primarily for new entrant generators but also referred to for some existing generators)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heat rate curves used for calculating complex heat rates</li> <li>• Heat rates</li> <li>• Fixed and variable operating and maintenance costs</li> <li>• Ramp rates</li> <li>• Minimum stable levels</li> </ul>
Generator surveys	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forced outage rates</li> <li>• Refinements to fixed and variable operating and maintenance costs for coal-fired generation</li> </ul>
AEP Elical 2020 Assessment of Ageing Coal-Fired Generation Reliability AEMO internal studies	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Assessment of forward-looking coal-fired generator reliability</li> <li>• Complex heat rates, informed by Aurecon and GHD</li> <li>• Minimum stable levels</li> <li>• Ramp rates for coal-fired generation (using the 90<sup>th</sup> percentile of non-zero ramp rates bid into the market by each unit).</li> <li>• Minimum and maximum capacity factors</li> </ul>
Clean Energy Regulator, Greenhouse and energy information by designated generation facility 2021-22	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scope 1 emission intensity for existing generators</li> </ul>
DCCEEW, 2022 Australian National Greenhouse Accounts Factors	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emission factor for biomass</li> </ul>

出典: AEMO. NEM. [2023 Inputs and Assumptions Report.](#)

# AEMOの“Generation Information”

- AEMOは、NEMの発電情報を3か月ごと、または必要に応じて公開している。（右図を参照）
- AEMOの“Generation Information”ページには、既存の、起動している、および新設予定の発電設備や電力貯蔵設備のプロジェクトに関するデータが含まれており、サイズ、場所、容量、季節ごとの定格、補助負荷、商業用途の利用日、予想される廃止年などが含まれる。また、将来の可能性のあるプロジェクトに関するAEMOへの非機密情報も含まれている。
- この情報は、ESOOやISPの発電設備および電力貯蔵設備の想定を行うための主要なデータソースである。



## Generation information

This page reports information on the capacity of existing, withdrawn, committed, and proposed generation projects in the National Electricity Market (NEM). AEMO collects generation information reported here from generation industry participants, via a web-based online system, and is committed to publishing updates of information collected every three months, or as required.

### Expected closure years

Any updated expected closure years provided following the publication of the “NEM” data file (as per NER 2.2.1(e)(2A)) are found in the “Generating unit expected closure year” file below.

This file represents the most up to date collection of closure timings.

07/02/2024 **Generating unit expected closure year file - February 2024** 49.95 KB  

### NEM Generation information publications

Generation information data is published within one consolidated “NEM” data file, and provides information for each region in the NEM about:

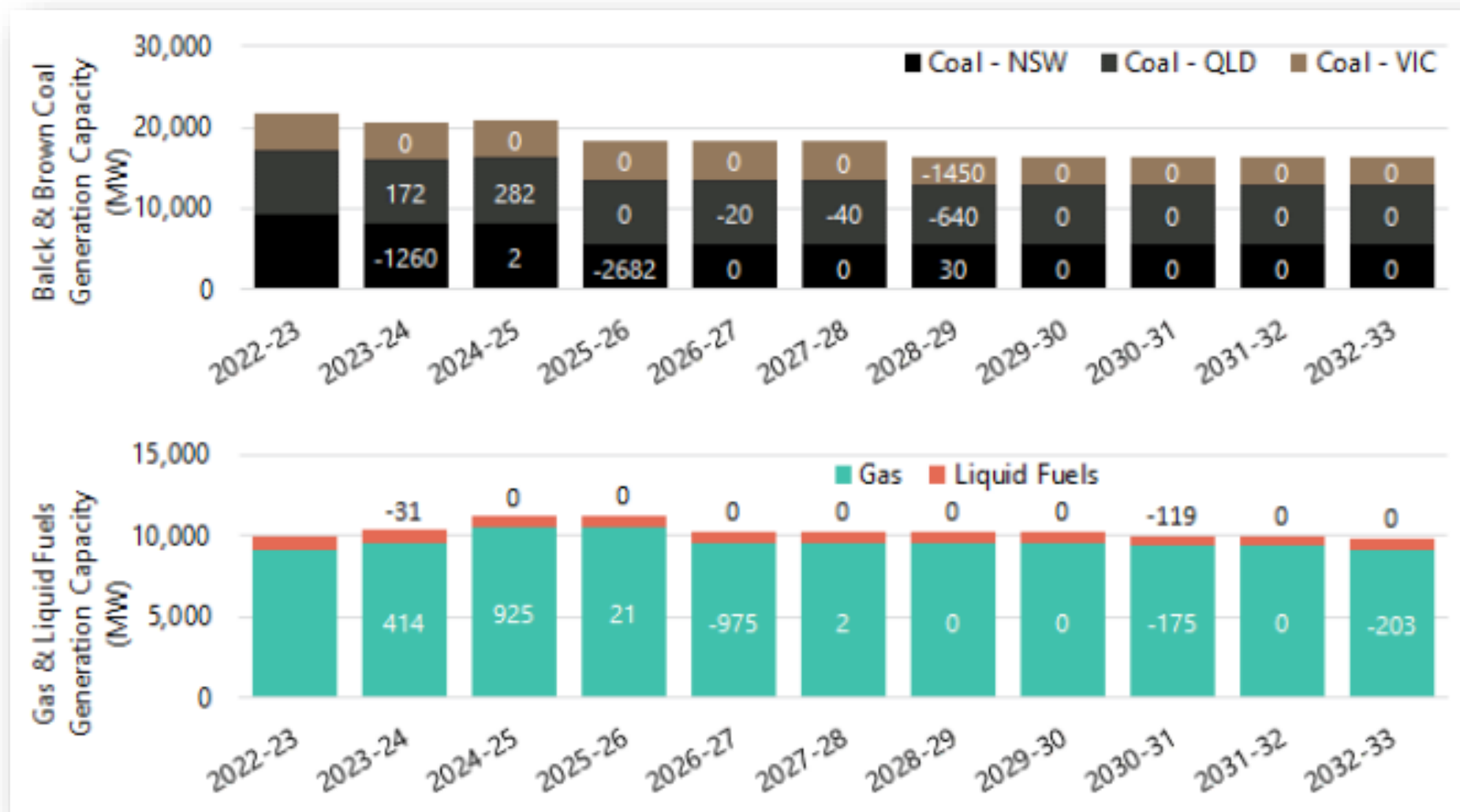
- Existing and committed scheduled and semi-scheduled generation capacities over the next 10 years.
- Changes and limitations to existing generation.
- Proposed developments.
- Existing non-scheduled generation.

出典: AEMO. NEM. [Generation Information](#).



# NEM 想定電源容量の例（石炭・ガス・液体燃料）

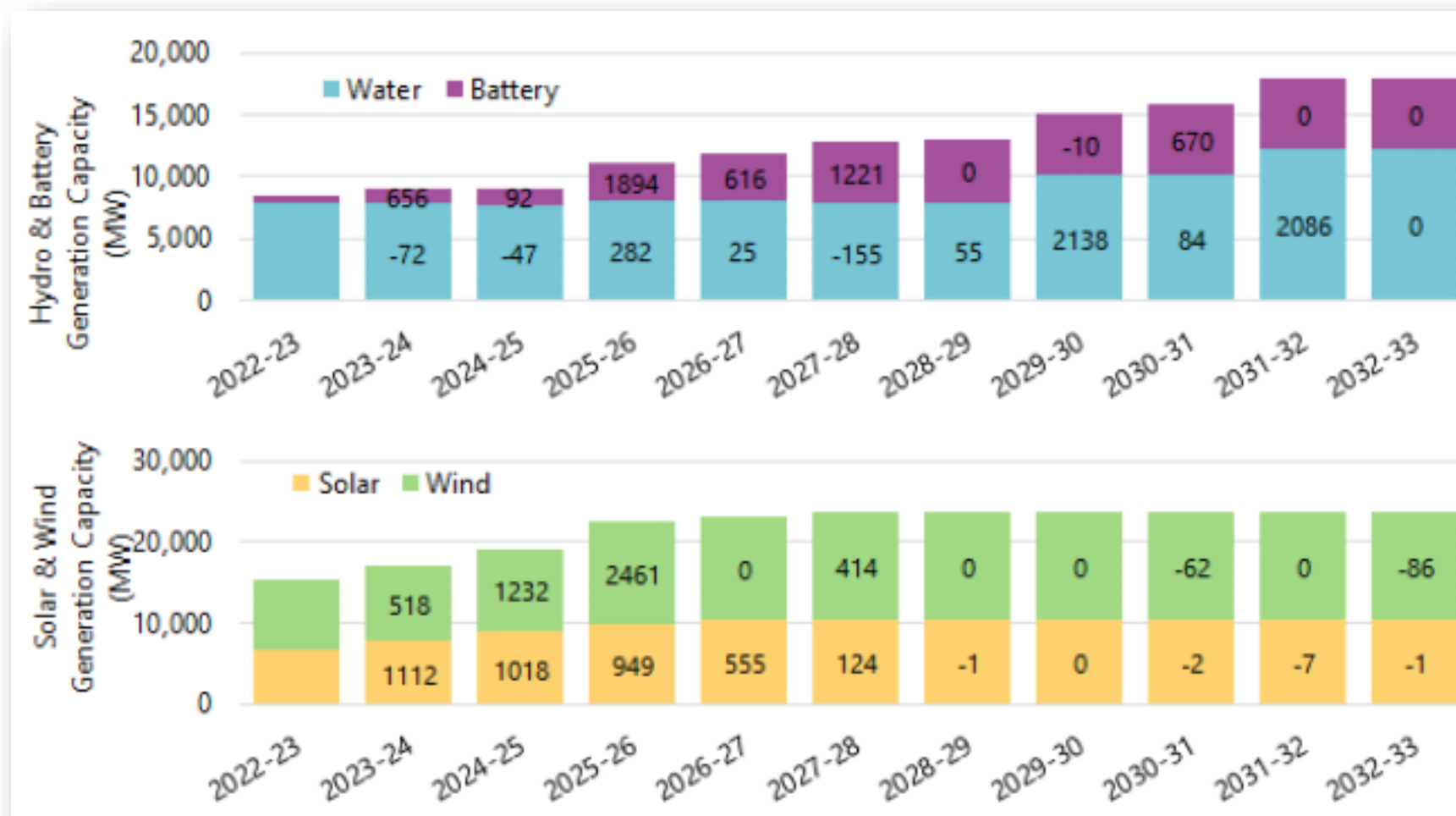
下図は、2023年NEM ESOOに基づく、石炭およびガス・液体燃料に関する合計容量を示している。



出典: AEMO. NEM. [2023 NEM ESOO](#).

# NEM 想定電源容量の例（水力・蓄電池・太陽光・風力）

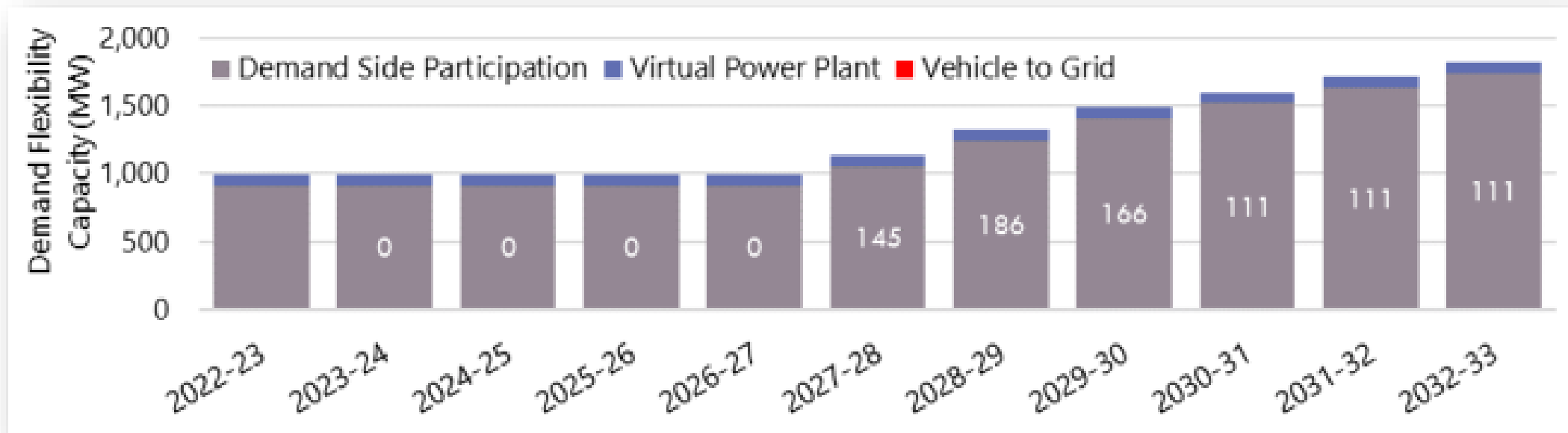
下図は、2023年NEM ESOOに基づく、水力・蓄電池および太陽光・風力発電の合計容量を示している。



出典: AEMO. NEM. [2023 NEM ESOO](#).

# NEM 想定電源容量の例 (DSP・VPP・V2G)

下図は、2023年NEM ESOOに基づく需要家の負荷削減および自家発電応答（DSP: Demand Side Participation）、バーチャルパワープラント（VPP: Virtual Power Plant）、およびV2G (Vehicle-to-Grid)の合計容量を示している。



出典: AEMO. NEM. [2023 NEM ESOO](#).

# 再生可能エネルギーの発電プロフィール

- AEMOは、風力・太陽光発電所から利用可能な発電量を示す発電プロフィールを用意する。
  - 風力発電所については、AEMOが自社内で開発した経験的機械学習アプローチに基づく“resource-to-power”モデルを用いて、発電プロフィールを生成している。このモデルは、各風力発電所の場所に応じて調整が行われ、様々な条件下での風速と発電量の固有の関係を捉えることができる。強風や高温の両方を考慮し、極端な天候条件でも正確な予測を実現している。さらに、夏のピーク需要期間中に風力発電所の運用者から提供された情報も、モデルに統合されている。
  - 既存の太陽光発電所については、国立再生可能エネルギー研究所（NREL: National Renewable Energy Laboratory）の[SAM \(System Advisor Model\)](#) が使用されている。このモデルは、各発電所の特定の技術と場所を考慮し、正確な予測を行う。
  - 新規の太陽光発電所やそれらの過去データが限られている場合は、エネルギー変換モデルと過去の気象データを組み合わせてプロフィールを生成する。このアプローチでは、発電所の場所での予想される日照時間に基づいて、エネルギー生産量を推定する。
- 注：再生可能エネルギーの発電プロフィールは、気象パターンを表す参照年によって区別される。

## (参考) windpowerlibについて

- AEMOの"resource-to-power model"のモデルは公開されていないが、風力タービンの出力を計算するための公開ツールがいくつか存在する。
- そのうちの1つがwindpowerlibである。
  - ドキュメントは<https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/>で入手可能
  - リポジトリは<https://github.com/wind-python/windpowerlib?tab=readme-ov-file>からダウンロード可能
  - チュートリアルは<https://www.youtube.com/watch?v=rZcen8KDY4E>で閲覧可能。
- NRELのSAMも風力トレースを生成するために使用できる（次スライド参照）。

## (参考) SAM (System Advisor Model)について

- SAMは、エネルギー技術の技術経済性分析のためにNRELが開発した無料のデスクトップアプリケーションである。
- SAMは、太陽光や風力発電などのさまざまな種類の再生可能エネルギーシステムをモデル化することができる。
  - ドキュメントは<https://sam.nrel.gov/>で入手可能
  - リポジトリは<https://github.com/nrel/sam>からダウンロード可能
  - チュートリアルは<https://www.youtube.com/watch?v=R3fsUNUOC0g>で閲覧可能

# 流れ込み式水力発電所の例 (1/2)

- 右図には、2023年のNEM ESOOにおけるBarron Gorge Unit 1という流れ込み式水力発電所の主要な入力パラメータが含まれている。
  - 最大容量
  - 選択した期間の容量変更
  - 最小安定レベル
  - 補助または所内動力負荷
  - 水力効率
  - 可変運用および保守コスト
  - 限界損失係数
- EAAPはESO0やMT PASAよりも水力をより詳細にモデル化している。

Collection	Parent Object	Child Object	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice
Generators	NEM	BARRON-1	Units	1		-	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Max Capacity	33		MW	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Min Stable Level	0		MW	1			
Generators	NEM	BARRON-1	VO&M Charge	7.9963		\$/MWh	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Aux Incr	0.319		%	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Marginal Loss Factor	0.959		-	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Efficiency Incr	2.319763058		MW/c...	1			
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2023		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2024		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2025		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2026		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2027		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2028		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2029		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2030		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2031		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2032		QLD Hot Day
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2023		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2024		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2025		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2026		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2027		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2028		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2029		QLD Typical Sumr
Generators	NEM	BARRON-1	Rating	33		MW	1	11/1/2030		QLD Typical Sumr

出典: Screenshot from AEMO's [2023 NEM ESOO Model](#).

# 流れ込み式水力発電所の例 (2/2)

- 右図は、Barron Gorge Unit 1 (Kuranda Weir) の水源を示す。
- この例では、Kuranda Weirは以下の入力パラメータを使用している。
  - 最大量
  - 最小量
  - 初期量
  - 自然流入量 (例：雨から)
  - 最終量は、最適化断面ごとに初期容量と同じと仮定。

Storage	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice
Kuranda Weir	Balance Period	Interval		-	1			
Kuranda Weir	End Effects Method	Recycle		-	1			
Kuranda Weir	Decomposition Method	Targets		-	1			
Kuranda Weir	Decomposition Penalty c	300		-	1			
Kuranda Weir	Max Volume	1387		1000 m <sup>3</sup>	1			
Kuranda Weir	Initial Volume	1179		1000 m <sup>3</sup>	1			
Kuranda Weir	Min Volume	0		1000 m <sup>3</sup>	1			
Kuranda Weir	Natural Inflow	42.4		cumec	1			M1
Kuranda Weir	Natural Inflow	4		cumec	1			M10
Kuranda Weir	Natural Inflow	2.7		cumec	1			M11
Kuranda Weir	Natural Inflow	11.4		cumec	1			M12
Kuranda Weir	Natural Inflow	48		cumec	1			M2
Kuranda Weir	Natural Inflow	67.5		cumec	1			M3
Kuranda Weir	Natural Inflow	27.6		cumec	1			M4
Kuranda Weir	Natural Inflow	11.7		cumec	1			M5
Kuranda Weir	Natural Inflow	9.6		cumec	1			M6
Kuranda Weir	Natural Inflow	7.9		cumec	1			M7
Kuranda Weir	Natural Inflow	7.2		cumec	1			M8
Kuranda Weir	Natural Inflow	4.6		cumec	1			M9

出典: Screenshot from AEMO's [2023 NEM ESOO Model](#).



# 限界損失係数（MLF: Marginal Loss Factor）について

- 限界損失係数（MLF: Marginal Loss Factor）はNEMにおいて送電中に失われる電力を考慮したものである。MLFは発電所がどれだけ収益を得るかに影響を与える。
- AEMOが毎年、MLFを計算し、公表している。
- より低いMLFは発電所の収益を減少させる。MLFを減少させる要因として、需要地から遠く離れた場所での電力供給、単一地域に対して電力供給を行う発電所の余剰電力、需要が低い時間帯においての多くの発電、などが挙げられる。
- MLFを考慮した場合の発電所の収益計算の例：  
ある発電所のMLFが0.9であり、供給したエネルギーが50 MWhでディスパッチ価格が1MWhあたり\$100の場合、その発電所の収益は\$4500となる。
- 詳細については「[Fact sheet - Marginal loss factors](#)」を参照。

# 発電機停止の分類

- RAモデリングにおいて、AEMOは長期間の電源停止について通常の計画外停止と区別し、電源停止を3つに分類している。
  1. **長期間の計画外停止 (Long-duration Unplanned Outage):**  
5か月以上の完全な計画外停止。
  2. **完全な計画外停止 (Full Unplanned Outage) :**  
5か月以下の計画外停止。
  3. **部分的な計画外停止 (Partial Unplanned Outage) :**  
発電機ユニットの容量が計画外に削減された状態。
- 計画外停止率の値の計算方法については、次スライドの計算式を参照。
- 詳細については、「[ESOO and Reliability Forecast Methodology Document](#) (ESOOおよび信頼度予測手法ドキュメント)」を参照。

# 発電機停止の計算式

- 長期間の計画外停止率

$$UOR (long\ duration) = \frac{\sum Long\ duration\ outage\ hours}{\sum Total\ hours\ in\ year}$$

- 完全な計画外停止率

Full Unplanned Outage Rate (UOR) =

$$\frac{\text{Total hours in (full unplanned outage, committed state + failed start state)}}{\text{Total hours in (committed state + full unplanned outage, committed state + failed start state)}} + \frac{\text{Total hours in (full unplanned outage, available but not committed state + full planned outage extension state)}}{\text{Total hours in year}}$$

- 部分的な計画外停止率

Partial Unplanned Outage Rate (PUOR) =

$$\frac{\text{Total hours in (partial unplanned outage, committed state)}}{\text{Total hours in (committed state + full unplanned outage, committed state + failed start state)}} + \frac{\text{Total hours in (partial unplanned outage, available but not committed state + partial planned outage extension state)}}{\text{Total hours in year}}$$

# (参考) 再エネ電源・需要の相関について

全ての数値計算において、需要、太陽光、風力に対して同一の気象年を採用することで、それらの固有の相関を保証する。

The screenshot shows the SimulationShell interface with a tree view on the left and a table on the right. The tree view shows a hierarchy of models, with 'Demand Traces' highlighted. The table on the right lists objects and their properties, including 'Demand STEP\_CHANGE 2011 POE10', 'Solar 2011', 'Timeslice 2011', and 'Wind 2011'. A red box highlights the 'Demand Traces' folder in the tree, and a red arrow points to the 'Demand STEP\_CHANGE 2011 POE10' object in the table. A red text box explains that the model uses 2011 weather data for demand, solar, and wind correlations.

Collection	Parent Name	Child Name	Parent Category	Child Category
Model.Scenarios	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	Demand STEP_CHANGE 2011 POE10	-	Demand Traces
Model.Scenarios	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	Solar 2011	-	Solar Traces
Model.Scenarios	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	Timeslice 2011	-	Timeslice Traces
Model.Scenarios	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	Wind 2011	-	Wind Traces
Model.Horizon				
Model.Report				
Model.PASA				
Model.MT Schedule				
Model.ST Schedule				
Model.Stochastic				
Model.Transmission				
Model.Production				
Model.Competition				
Model.Performance	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	CPLEX		
Model.Diagnostic	_tESOO_sSC_y2333_p10_r2011_dBase	Quiet	-	-

Model  
\_tESOO\_sSC\_y2333\_p10\_r2011\_Base  
では需要、太陽光、風力の相関を同じ  
2011年の気象年を参照することによって  
相関を保持している。

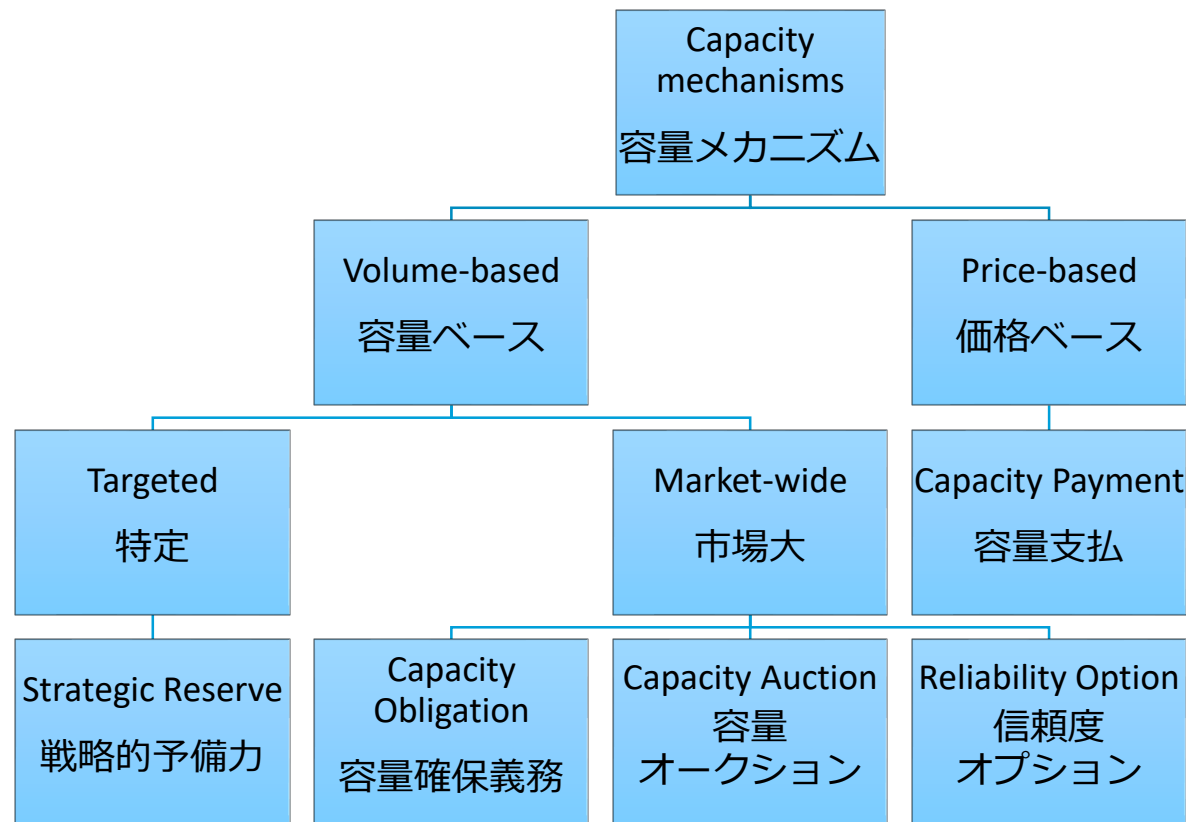
出典: Screenshot from AEMO's [2023 NEM ESOO Model](#).

## 6. 容量メカニズム



# 容量報酬メカニズム（容量メカニズム）とは？

- 容量報酬メカニズム（または、容量メカニズム）は、エネルギー市場よりも、市場参加者に対して、より効果的な経済刺激（stimulus）を与えることを目指している。
- これにより、投資家には容量報酬の形でより安定した収益が確保される。
- 容量メカニズムは右図の通り分類される。



(注) 一部の価格ベース（Volume-based）の容量メカニズムは特定（Target）に分類されることもある。

出典: Pototschnig, A. and Godfried, M. [Capacity mechanisms and the EU internal electricity market. The regulators' view: ACER's report on capacity mechanisms.](#)

本報告書では「容量メカニズム」で用語を統一する。

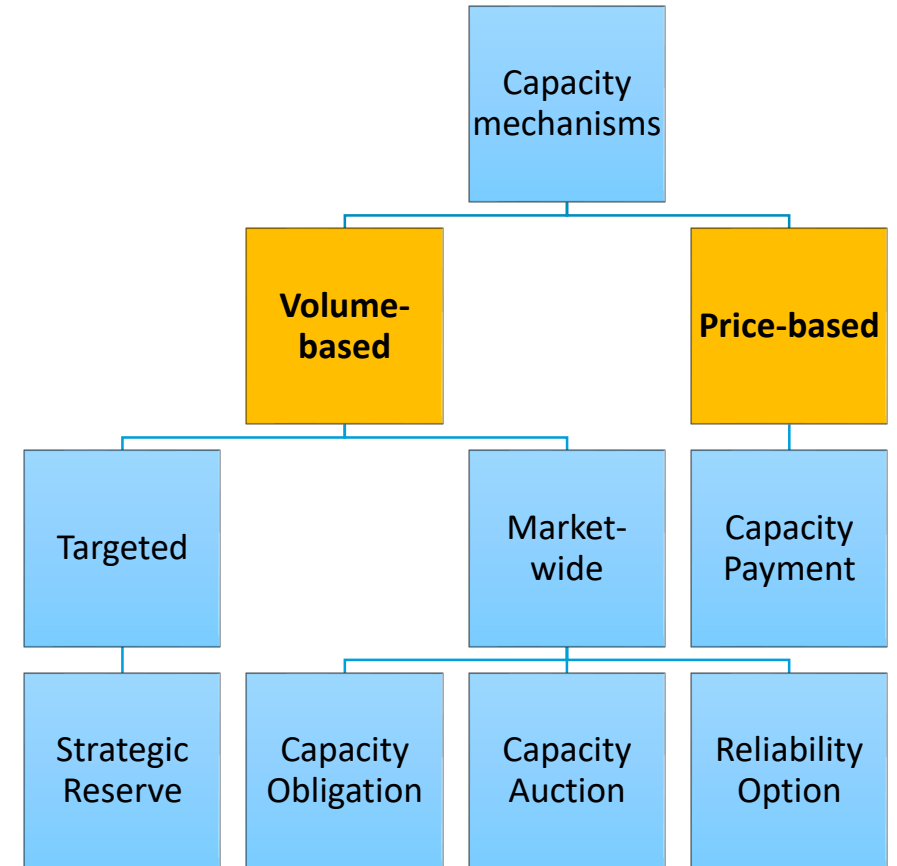
# 容量メカニズムの（大）分類

- **Volumed-based (容量ベース):**  
規制機関は、投資家が新しい電源容量を調達するのに必要となる価格を決定するため、どの程度、電源容量が必要となるかを決定する。

容量市場（量規制）と呼ばれることもある。

- **Price-based (価格ベース):**  
規制機関は、単位容量あたりの追加価格を支払い、その価格を考慮して投資家は容量を選択する。

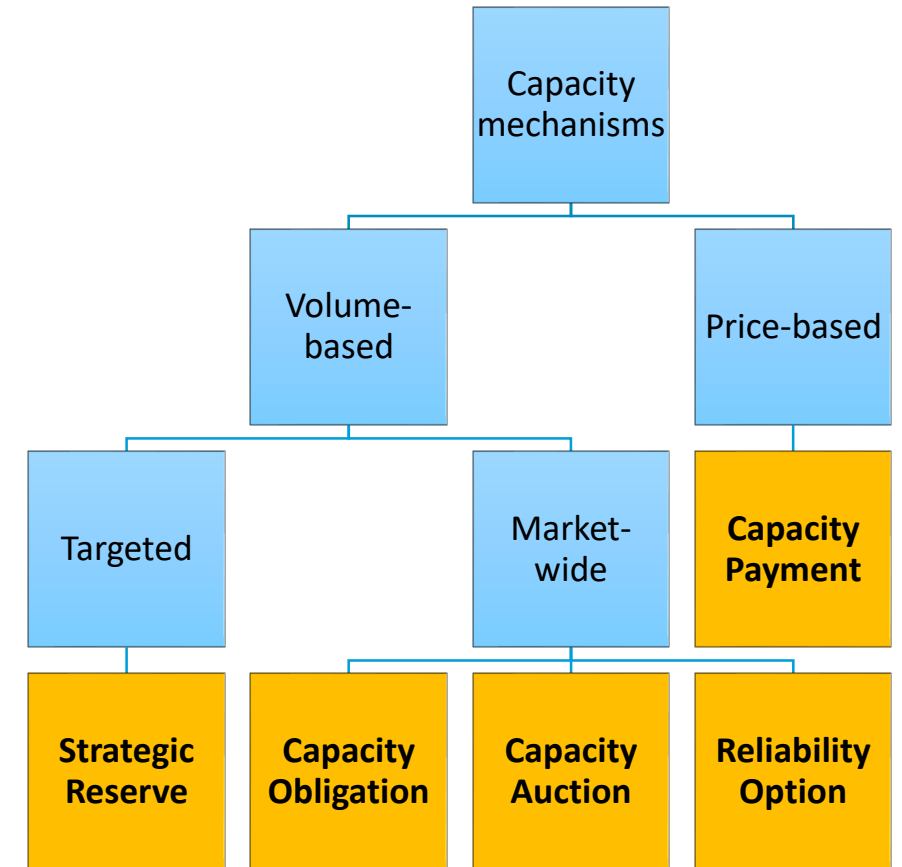
容量価格（価格規制）と呼ばれることもある。



出典： Fabra, N. [A Primer on Capacity Mechanisms](#).

# 容量メカニズムの（小）分類

- **Strategic Reserve (戦略的予備力):**  
一部の電源容量が中央で競争的に調達され、異常時において供給安全性を確保するために確保される。これは、前日、イントラデイ（日中）、または需給市場の価格がある閾値を上回った時などに、価格シグナルを出す。
- **Capacity Obligation (容量確保義務):**  
大口消費者と電力供給者は、将来（例えば、3年先）の消費量・供給量義務に対する自己評価を行い、それに基づき特定の容量を契約する義務が課せられる。契約された電源・消費者は、行政または市場価格の閾値により定義された不足の期間に、契約された容量を市場に提供するように要求される。
- **Capacity Auction (容量オークション):**  
供給の数年前に必要な総容量が設定され、それが独立機関によって中央的にオークションで調達される。
- **Reliability Option (信頼性オプション):**  
契約された容量提供者は、卸売市場価格（例：スポット価格）と事前に設定された基準価格（ストライク価格）の差額が正（Positive）である場合、その差額を支払う義務がある。それに対して、固定料金を受け取り、より安定した予測可能な収入を得ることができる。
- **Capacity Payment (容量支払):**  
発電者・消費者には、利用可能な容量に対して固定の価格が支払われる。





# 各容量メカニズムの分類における設計特性

	容量設定	価格（報酬）設定	ポイント
Strategic Reserve (戦略的予備力)	規制機関によって設定	オークション・相対契約により報酬を設定	容量支払: 発電者・消費者には、利用可能な容量に対して固定の価格が支払われる。
Capacity Obligation (容量確保義務)	国の容量とRAのパラメータを規制機関によって設定	分散的に報酬を設定	非常時・不足時のために確保された電源設備・予備力。電源効率の課題あり。
Capacity Auction (容量オークション)	国の容量を規制機関によって設定	オークションによって報酬を設定。全ての参加者に有効。	ほとんどの観点において非差別的
Reliability Option (信頼性オプション)	規制機関によって設定	電力の安定供給の基準となるストライク価格	スポット価格がストライク価格を上回った際に、信頼性オプションが行使される。
Capacity Payment (容量支払)	市場によって容量が設定	規制機関によって報酬を設定	長期的・短期的の観点のどちらもが考慮される。

出典: Gercheva, S. Capacity mechanism – some properties of its design and remuneration.  
<https://stumejournals.com/journals/innovations/2022/1/24.full.pdf>

# NEMにおける容量メカニズム

- NEMには、ピーク需要を満たし、電力システムの信頼性を維持するために十分な発電容量が利用可能であることを保証するための既存の市場体制と政策措置がある。
- これらには、小売事業者信頼性義務 (RRO: Retailer Reliability Obligation)、信頼性および緊急時予備力取引者 (RERT: Reliability and Emergency Reserve Trader)、容量投資スキーム (CIS: Capacity Investment Scheme) が含まれる。



# RRO (小売事業者信頼性義務)

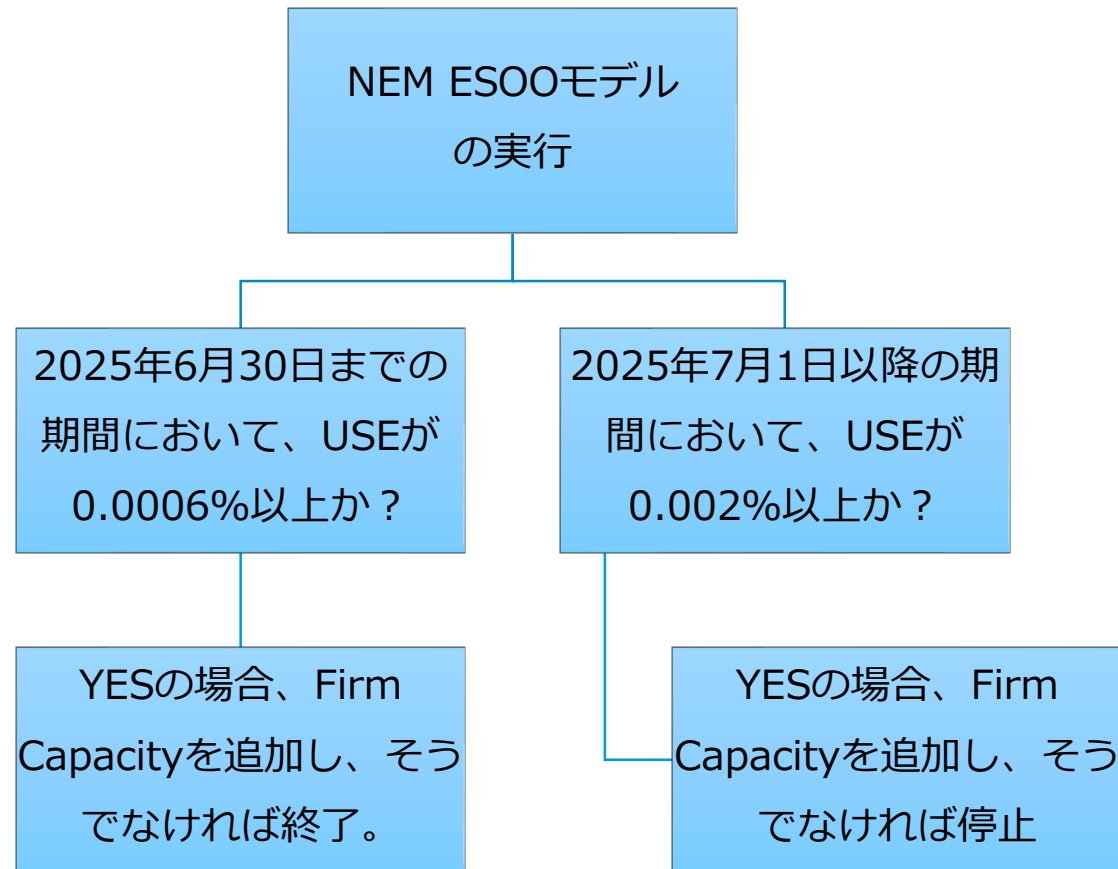
- RROでは、NEMで電力供給が厳しい条件下でも電力を保証するために、小売事業者や一部の大口需要家に事前に契約を取引する。
- RROは、ESOOにおいて信頼性基準に対する電力不足が特定された場合に発動される：
  - 中間信頼性基準 (IRM: Interim Reliability Measure) 0.0006% は2025年6月30日まで
  - 信頼性基準 (Reliability Standard) 0.002% は2025年7月1日以降まで
- 右図のフローチャートは、2020年のRROプロセスの例を示している。
  - 詳細については、ニューサウスウェールズ：2024年1月-2月T-3を参照。
  - なお、“Reliability Instrument”はRROを指す。

注：市場流動性義務 (MLO Market Liquidity Obligation) は、予測される信頼性ギャップに関連する電力先物契約の取引において透明性と流動性を促進するための市場で策定された要件である。



# 信頼性ギャップ特定された場合のNEMの電源容量決定プロセス

下図では信頼性基準が満たされない場合にNEMで容量をどのように増加するかを示している。



**必要容量を追加の際、ネットワーク制約や場所などの要因は考慮されない**

# RROの発動例

## “Reliability Instrument（供給信頼性対策）”の例

### 2. Reliability Instrument request

The reliability forecast published in the six months immediately preceding the T-3 cut-off day of 1 January 2021 identifies the forecast reliability gap. This reliability forecast was published in the 2020 ES00.

The size of the **forecast reliability gap** is 154 megawatts (MW).

This reliability instrument request applies to the **forecast reliability gap period** of 1 January 2024 to 29 February 2024 inclusive.

The region in which the forecast reliability gap is forecast to occur is New South Wales.

AEMO's **one-in-two year peak demand forecast** for the forecast reliability gap period is 13,710 MW (reported on a 50% Probability Of Exceedance [POE], 'as generated' basis).

The **trading intervals** during the forecast reliability gap period are those that fall between 15:00 and 20:00 on weekdays in January and February 2024. For clarity, this means the trading intervals for the half-hour ending 15:30, 16:00, 16:30, 17:00, 17:30, 18:00, 18:30, 19:00, 19:30 and 20:00<sup>4</sup>.

A sensitivity matrix to assist with understanding of the identified *forecast reliability gap* and related inputs and assumptions is provided below.

Table 1 Sensitivity matrix for forecast reliability gap

Additional capacity (MW)	0	50	100	150	154	200	250
USE (%)	0.000783%	0.000715%	0.000656%	0.000603%	0.000599%	0.000556%	0.000515%

The information in Table 1 shows how additional firm capacity (in megawatts) will affect USE. The additional capacity row of the table can be interpreted as either an increase in supply or a reduction in demand.

出典: AEMO. [Reliability Instrument Request](#). November 2020.

### “Reliability Instrument”の承認例

#### Appendix A - The reliability instrument

The reliability instrument details are:

##### Reliability instrument for New South Wales 2024

Region	New South Wales
Size of reliability gap	154 MW
The reliability gap period	Weekdays from 1 January 2024 to 29 February 2024
Trading intervals	Trading intervals on weekdays for the half-hour ending 15:30, 16:00, 16:30, 17:00, 17:30, 18:00, 18:30, 19:00, 19:30, 20:00.
AEMO's one-in-two year peak demand forecast	13,710 MW

出典: AER. [T-3 Reliability Instrument. New South Wales](#). December 2020.

# RERT（信頼性および緊急時予備力取引者）

- RERTは、“緊急のバックアップ”メカニズムであり、AEMOが信頼性基準または中間信頼性基準を満たすために緊急時予備力契約を呼び出すために利用される。
  - 予備力提供者は、AEMOと契約を行い、エネルギー使用量の抑制か発電を行う。
- 右図の表は、2種類のRERTと中間信頼性予備力（IRR: Interim Reliability Reserve）を説明している。
  - 短期通知RERTは、1週間未満の通知期間で契約される。
  - 長期通知RERTおよびIRRは、10週間から12か月までに事前に契約される。
  - 短期RERTはPASAの結果（ST PASAおよびMT PASA）、長期RERTおよびIRRはMT PASAおよびESOOの結果に基づき発動される。

**What is the difference between short, long notice RERT and IRR?**

Short notice RERT	Long notice RERT	IRR
Reserves are contracted from a panel of potential suppliers to manage unexpected risks in the power system, such as an unanticipated outage at a major generator.	Reserves are contracted based on the potential shortfalls identified against the reliability standard 0.002% USE in the latest ESOP or other forecasts.	In 2020 a temporary transitional mechanism was put in place for IRR. The interim reliability reserves are similar to long notice RERT but with a lower procurement threshold of 0.0006% USE identified in the latest ESOP and can have a longer term of 3 years.
Contracted with less than a week's notice.	Contracted in advance from 10 weeks to 12 months, in certain circumstances.	
Panel members are paid based on pre-activation and activation charges agreed when appointed to the panel, not on availability. As such, members are not required to be available.	Providers are paid availability payments and are required to be available.	

出典: AEMO. RERT [Fact Sheet](#).

# RERTの例

## 短期RERT（例）



On 14 December 2023 AEMO entered into five short notice reserve contracts, AEMO entered into these contracts in response to a forecast Lack of Reserve 2 (LOR 2) condition in New South Wales. Further details are provided in the table below.

No costs are incurred if AEMO enters into contracts for short notice reserve but does not activate or pre-activate the associated reserve. On 14 December 2023 no reserve associated with the Short Notice RERT panel was activated or preactivated.

### Thursday 14 December 2023 – New South Wales

Name	Location of reserve	Contracted reserve capacity (MW)	Time
Energy Australia Pty Ltd	New South Wales	38	17:30 to 18:30
Cadia Holdings Pty Ltd	New South Wales	82	17:30 to 18:30
Endeavour Energy Network Operator Partnership	New South Wales	35	17:30 to 18:30
Blue Scope Steel Limited	New South Wales	20	17:30 to 18:30
Blue Scope Steel Limited	New South Wales	14	17:30 to 19:30
<b>Total</b>		<b>189</b>	

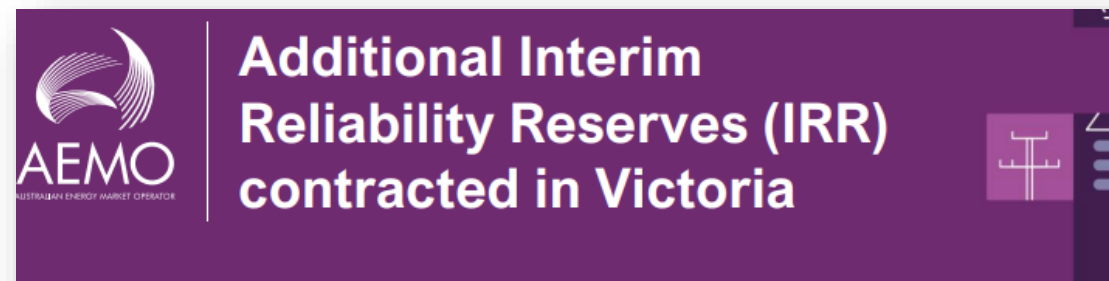
AEMO will publish further details in a quarterly RERT report due in February 2023.

This report is a requirement of the AEMC Reliability Panel's RERT Guidelines.

Publication date – 19 January 2024

出典: AEMO. NEM. [RERT contracted on 14 December 2023](#).

## IRR（例）



The 2023 Electricity Statement of Opportunities (ESOO) forecast interim reliability exceedances in the regions of South Australia and Victoria in summer 2023-24. AEMO procured interim reliability reserves (IRR) to address these interim reliability exceedances in accordance with clauses 3.20 and 11.128 of the National Electricity Rules.

After determining that the total amount of IRR procured for Victoria was not sufficient to address the interim reliability exceedance forecast for that region in the 2023 ESOO, AEMO has entered into reserve contracts with two additional IRR providers in the amounts and for the periods set out below.

### Victoria

Name	Location of reserve	Volume of reserve (MW)	Duration
AGL Energy Services Pty Ltd	Victoria	3	18 Jan 2024 to 31 March 2024
Visy Industries Australia Pty Ltd	Victoria	16	1 Jan 2024 to 31 March 2024
<b>Total</b>		<b>19</b>	

This report is a requirement of the Reliability Panel's RERT Guidelines.

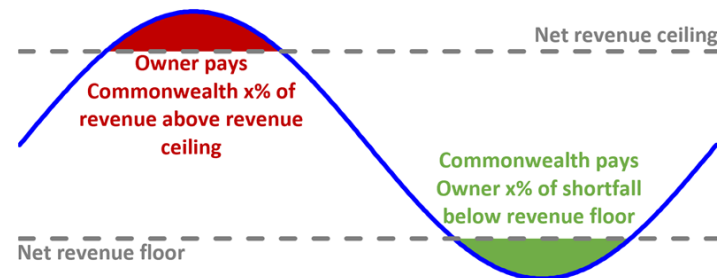
Publication date – 8 February 2024

出典: AEMO. NEM. [Additional IRR contracted in Victoria](#).

# CIS (容量投資スキーム)

- CISは、風力や太陽光などの再エネや、蓄電池などのクリーンなディスパッチ可能容量に対して新規投資を奨励するための国家的な枠組みを提供する。
- CISの目的は、信頼度が高く、経済的で、炭素排出量の低いエネルギーシステムの構築を促進することである。
- CISでは、オーストラリア政府が下記プロジェクトの競争入札に関与している：
  - 2030年までに32 GWの追加容量を調達する
  - 老朽化石炭火力発電所の廃止に伴う予想される信頼性ギャップへの対策
  - 2030年までにオーストラリア政府の再エネ割合を82%に達成する

- CISは、合意された下限と上限に対して長期的な連邦の収益保証契約を提供する。



- CISは、オーストラリアの電力系統内で運用され、既存の州および地域の計画を補完し、国家的なエネルギー転換を実現する。



出典: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Australian Government. [Capacity Investment Scheme. Consultation Paper Webinar](#). August 2023.



# CIS入札プロセス

- 1 連邦政府は各管轄区でCISの**目標、商業機密の財政予算**、およびMW容量目標値を設定
- 2 AEMOは子会社のAEMOサービスと連携し、入札ガイドラインに従った**競争入札**を実施
- 3 AEMOは入札に基づき**連邦政府による支援の対象とするプロジェクト**を推奨
- 4 連邦政府はAEMOの推奨に基づいて**最終的な契約決定**を行う

出典: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Australian Government.  
[Capacity Investment Scheme. Consultation Paper Webinar.](#) August 2023.

# CIS (ステージ1)

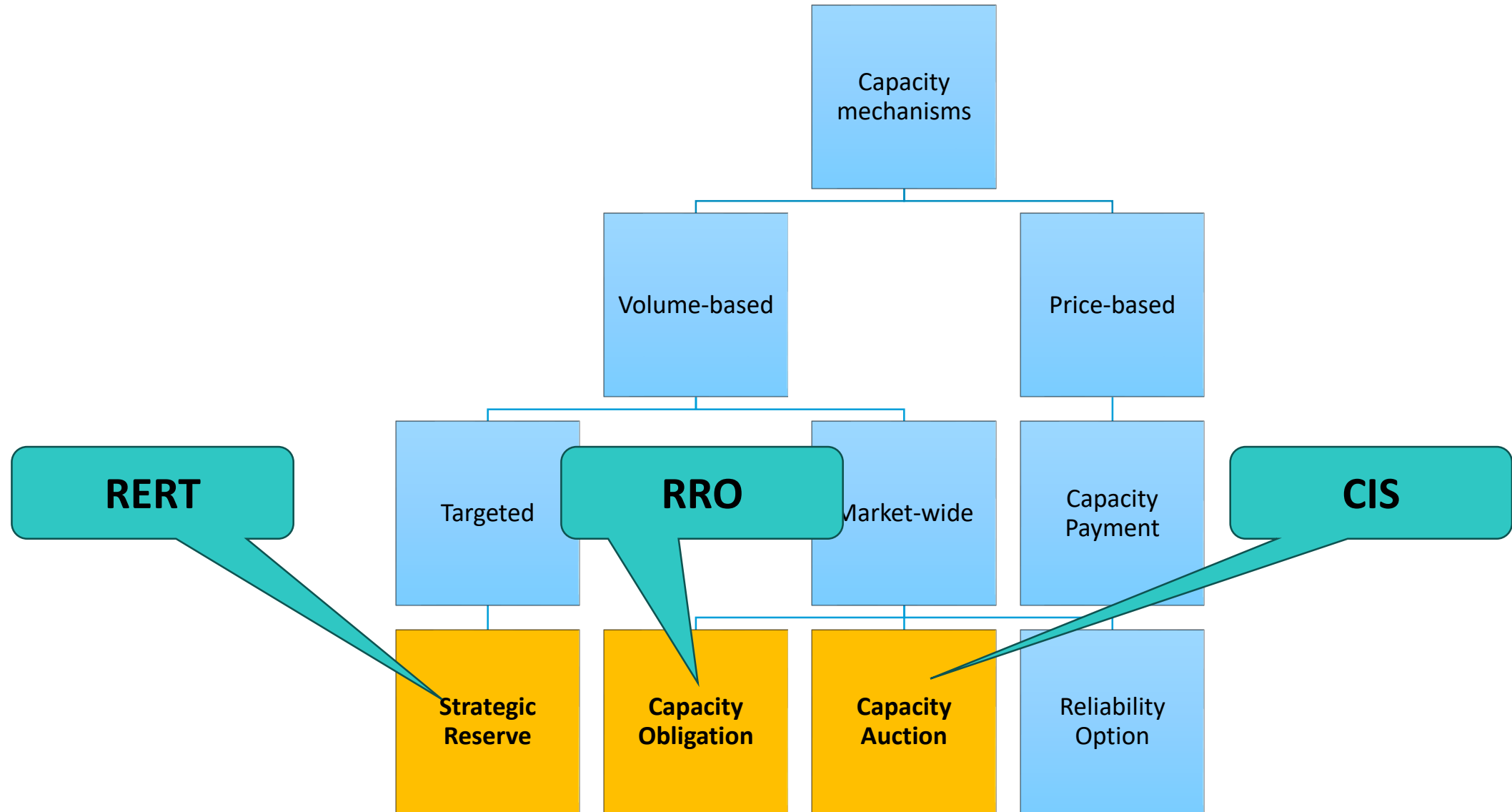
- CISのステージ1は2023年に開始され、以下を含む：
  1. ニューサウスウェールズ (NSW) 入札  
2023年11月22日に、NSW入札の結果が発表され、合計容量1,075 MWとなる6つの主要プロジェクトが落札に成功した。これらには、4時間の蓄電池1つ、2時間の蓄電池2つ、および2時間の仮想発電所3つが含まれている。
  2. 南オーストラリア - ビクトリア入札  
現在入札が受け付けられている。この入札では、最大600 MWで4時間の調整可能な容量 (2,400 MWhに相当) の入札を求めている。プロジェクトは南オーストラリアまたはビクトリアに位置し、最小ストレージ時間は2時間、最小サイズは30 MWである必要がある。この入札では、800 MWhを南オーストラリアに、800 MWhをビクトリアに、さらに800 MWhをプロジェクトの優位性に基づいて南オーストラリアまたはビクトリアのいずれかに割り当てることを考えている。
- 詳細は、[Stage 1: Capacity Investment Scheme](#)を参照。

# CISは容量市場であるか？

- CISは、従来の容量市場といくつかの共通点を持つ一方、より対象を絞ったアプローチを取っている。どちらも、将来のニーズを満たすために信頼性の高い供給力を確保することを目指しており、これは、企業が新しい発電所を建設したり、ディスパッチ可能なリソース（例えば、蓄電池など）に投資する際に財政的なインセンティブを提供することで達成される。
- しかしながら、CISは従来の容量市場とは次の2つの点で異なる。
  - 対象：CISは、太陽光や蓄電池などのクリーンな電源あるいは再エネ電源に焦点を当てている。これに対して、従来の容量市場ではピーク需要を満たすために化石燃料を含むあらゆる電源を含む。
  - 選定プロセス：CISでは、政府支援を受けるプロジェクトを選定するために競争入札プロセスが使用される。一方、従来の容量市場では、発電所が設定された価格に競合する先渡オークションを使用することが一般的である。
- つまり、CISは、オーストラリアにおいて、クリーンで信頼性の高い電力システムへの移行を加速させるために設計された、電源種の対象を絞った容量市場である。

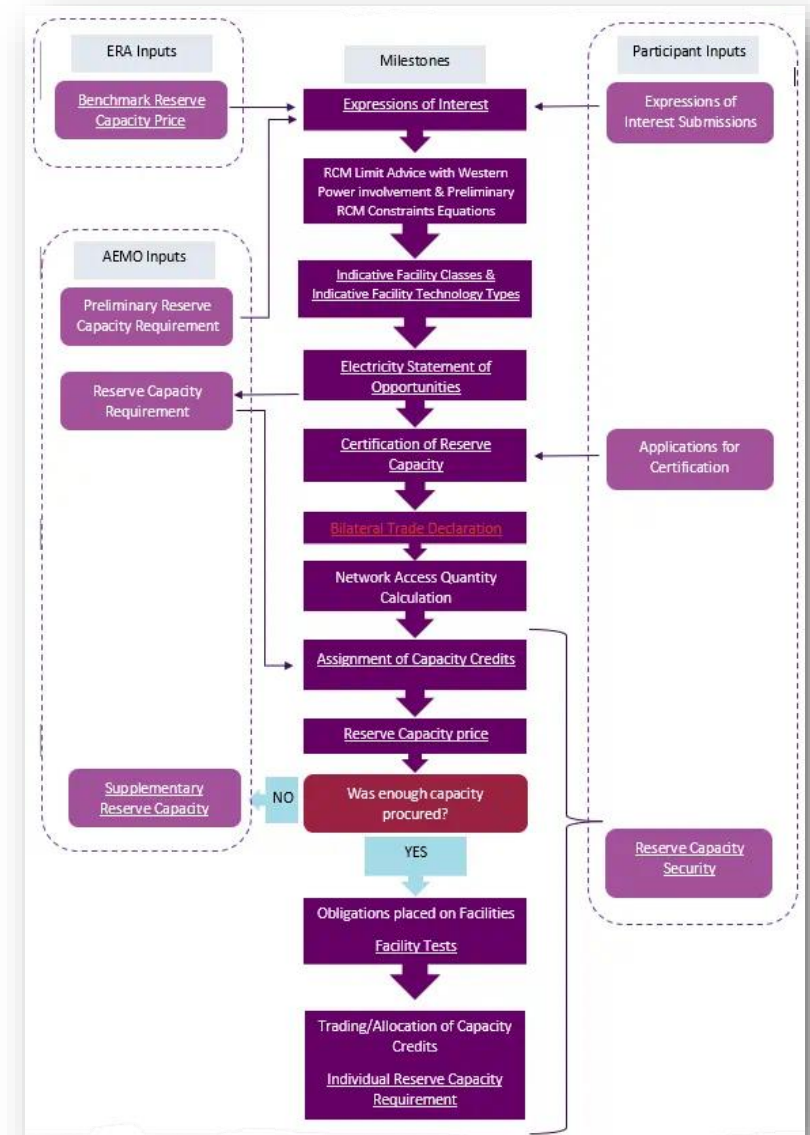
**CISは、日本における容量市場とは異なり、クリーン電源を対象を絞った容量調達の枠組みである。**

# NEMの容量メカニズムの分類



# WEMにおける予備力容量メカニズム (RCM: Reserve Capacity Mechanism)

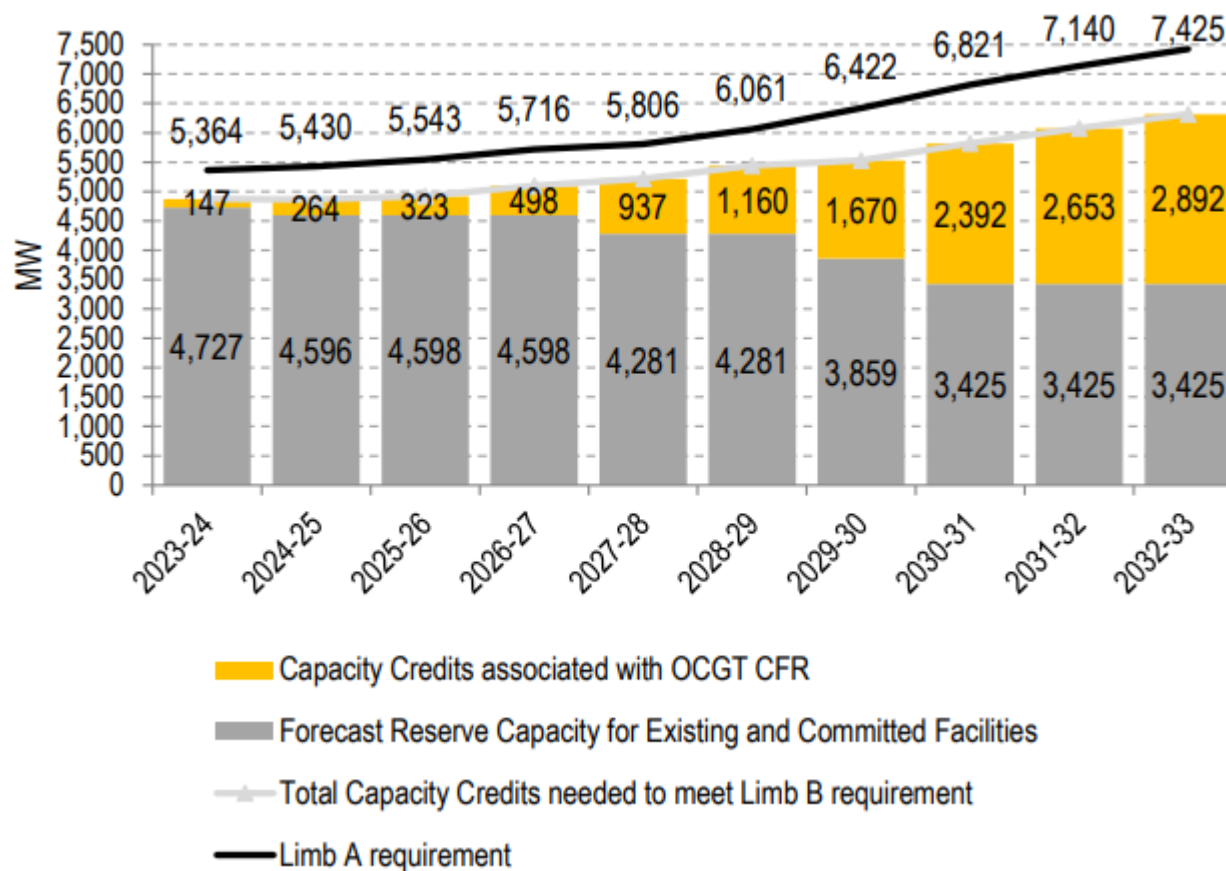
- WEMのRCMは、南西連系接続システム (SWIS) で十分な電源容量を確保するために設計されている。
- RCMプロセスの主なステップは次の通り：
  - 2年前に予備力容量要件 (RCR: Reserve Capacity Requirement) を設定し、WEM ES00に公表する
  - 設備の技術的能力に基づいて、認定予備力容量 (CRC: Certified Reserve Capacity) と容量クレジットを割り当てる
  - “Capacity Year”の開始から6か月前のいつでも、AEMOが需要を満たすのに十分な容量がないと判断した場合、補足的な予備力容量をAEMOが調達する
  - 設備が予備力容量の義務を満たしているかを確認するテストを実施する
  - 各市場顧客に個々の予備力容量要件を割り当てる。これは、システムピーク需要への貢献度に基づいて、市場顧客の間で容量クレジットのコストを公正に割り当てるためである。
- RCMプロセスの詳細なステップは、右図を参照。



出典: AEMO. WEM. [Reserve Capacity Mechanism](#).

# 信頼性基準を満たすための電源容量追加方法

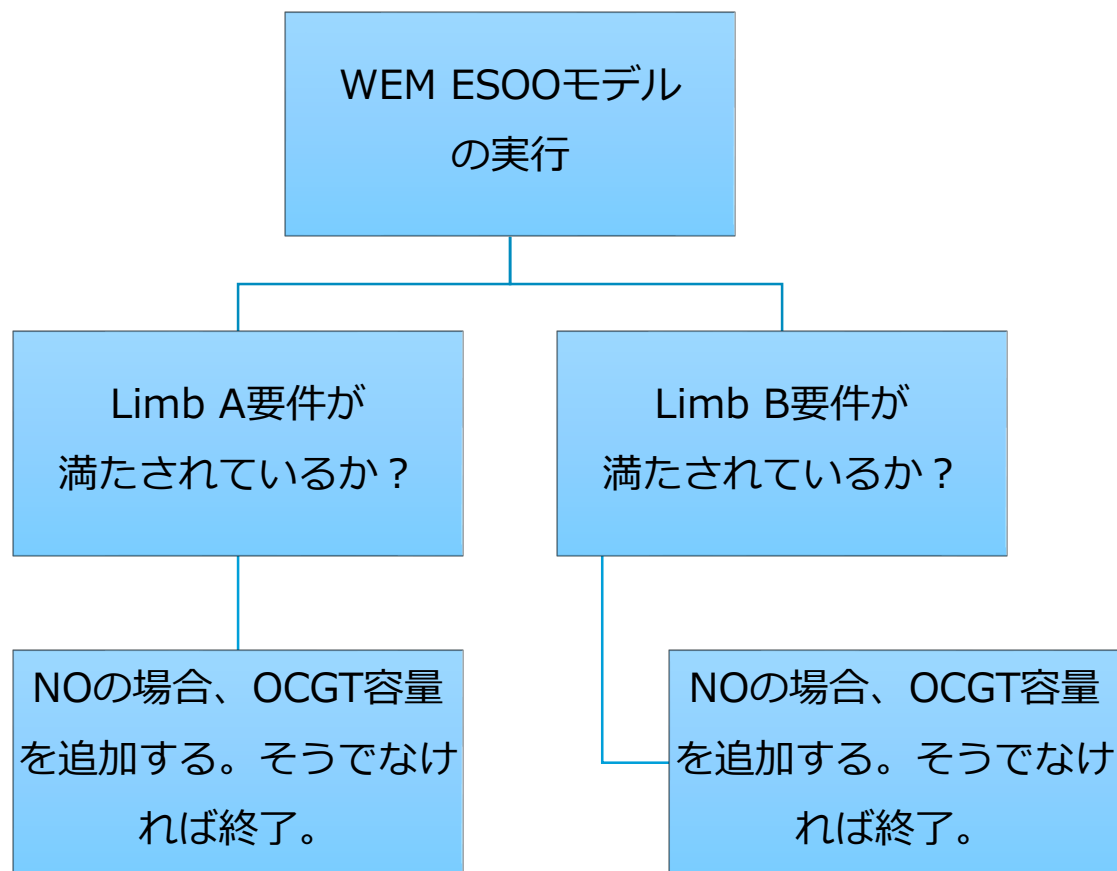
- 信頼性基準を満たすための保守的な措置として、一般的な開放サイクルガスタービン（OCGT: Open Cycle Gas Turbine）の追加が想定されている。
- 以下の図は、必要な追加容量を示している。



出典: AEMO. WEM. [2023 WEM ESOO Reliability Assessment Report](#). 15 August 2023.

# 信頼性ギャップ特定された場合のWEMの電源容量決定プロセス

下図では信頼性基準が満たされない場合にWEMで容量をどのように増加するかを示している。



必要容量を追加の際、ネットワーク制約や場所などの要因は考慮されない

# WEMにおける信頼性基準

- “Planning Criterion（計画基準）”に、SWISの信頼性基準が示される。
- AEMOは、WEM ESOOに含まれるLT (Long-term)-PASAにおいて、Capacity Yearの予備力容量目標（RCT: Reserve Capacity Target）を設定するために計画基準を使用する。
- “Planning Criterion”では、SWISにおいてCapacity Yearに下記の要件を満たす十分な電源容量を確保する必要がある。
  - **limb A:** 予測シナリオにおける10% POEピーク需要予測。断続的負荷（Intermittent Loads）、上げ調整力、および供給予備力に対する手当。
  - **limb B:** 年間予測消費エネルギー量の0.002%以下にEUEを制限すること。

## WEMにおける用語補足

- Capacity Year：対象の実需給年度の10月1日に開始される。
- 断続的負荷（Intermittent Loads）：自家発電（Embedded Generation）によって通常賄われている負荷。
- 上げ調整力（Regulation Raise）：SWISの周波数を引き上げるために運用される調整力サービス。
- 供給予備力（Reserve Margin）：最大事故時の電源脱落容量、および送電損失と断続的負荷を含むピーク需要予測値の7.6%のうち、大きい方が採用される。



# RCTとRCRの違い

RCT (Reserve Capacity Target) は、WEM ESOOで決定される10年間の容量目標である。

RCR (Reserve Capacity Requirement) は、WEM ESOOに基づいて2年先に設定される容量要件である。

以下の図は、2023年のWEM ESOOで設定されたRCTとRCRの値を示している。

Capacity Year	10% POE peak demand	Intermittent Loads	Contingency component of the reserve margin	Regulation Raise	Total
2023-24	4,253	8	983	120	5,364
2024-25	4,315	8	976	131	5,430
2025-26	4,418	8	976	141	5,543
2026-27	4,580	8	976	153	5,716
2027-28	4,734	7	898	167	5,806
2028-29	4,976	7	898	180	6,061
2029-30	5,325	6	898	192	6,422
2030-31	5,713	6	898	204	6,821
2031-32	6,021	6	898	215	7,140
2032-33	6,296	5	898	225	7,425

**RCTs from capacity year 2023-24 to 2032-33**

**RCR for the 2023 Reserve Capacity Cycle is 5,543 MW**

出典: AEMO. WEM. [2023 WEM ESOO](#). August 2023.

# WEMにおける電源容量の認定

- 予備力認証（CRC）は、RCMにおいて使用される電源容量である。
- CRCの量は通常、設備の定格容量よりも小さい。
- CRCおよび容量クレジットの評価および割り当ての方法は、発電方法の種類に基づいている：
  - 非変動性電源システム（NIGS: Non-Intermittent Generating Systems）
    - 石炭、ガス、ディーゼル火力などで、高温時の電源効率を考慮した41°Cでの発電端供給電力に基づいて評価される。
  - 変動性電源システム（IGS: Intermittent Generating Systems）
    - 太陽光、風力、ごみ発電などで、需要が高い時期の貢献度に基づいて推定される。
  - 電力貯蔵リソース（ESR: Electric Storage Resources）
    - 蓄電池や水力発電設備などで、一定期間にわたって出力を維持できる能力に基づいて評価される。
  - 需要プログラム（DSP: Demand Side Programs）
    - 負荷またはアグリゲーションされた負荷からの需要をどれだけ削減できるかに基づいて評価される。

注：実際の運用状況における設備のパフォーマンスを評価し、認証容量を再設定する枠組みはないものの、AEMOは毎年、各設備に割り当てられたCRCと容量クレジットのレベルを公表している。

出典：AEMO. WEM. [2023 WEM ES00](#). August 2023.

**RCMにおけるCRCの設定においては、ネットワーク制約、すなわち、系統混雑を考慮していない。**

# WEMで報告された有効不等式制約

2023年のWEM ESOOにおける上位の有効不等式制約と制約違反があった制約式は下記の通り報告されており、系統混雑がWEMのRAプロセスでモデル化されていることを示している。

Table 23: Top 10 binding constraint equations by 2025-26, expected scenario

Constraint ID	2023-24	2024-25	2025-26
MBRALB81 >> FLATROCKS_WF1_KOJ81_599		6.5%	7.9%
TS_BUSBAR_542	7.1%	7.0%	6.6%
KOJMBRFLATROCKS_WF2 >> FLATROCKS_WF1_KOJ81_598		4.8%	5.8%
MRTT1 >> MRT_NOR_81_NOR_381		5.4%	5.8%
MUBTT2INTERTRIP >> NT_NOR_81_NOR_382	0.4%	3.9%	3.9%
PJRCTB81 >> PJR_RGN_81_RGN_413	4.0%	3.8%	3.6%
MSRWMOFE81 >> KW_81_KCM_KW_147	1.5%	2.2%	2.3%
MRTNORCNS81 >> MU_NGS_X1_NGS_260	0.1%	2.3%	2.3%
ROWAI81 >> PNJ_APJ_81_APJ_440	1.4%	1.9%	2.0%
BGACTBEMD81 >> CTB_ENB_81_ENB_47	1.9%	1.5%	1.7%

Table 24: Top 10 violating constraint equations by 2025-26, expected scenario.

Constraint ID	2023-24	2024-25	2025-26
KWCCMED81 >> WM_81_MWO_WM_544	0.065%	0.106%	0.141%
ROWAI81 >> PNJ_APJ_81_APJ_440	0.021%	0.077%	0.101%
KWCCMED81 >> RO_81_RWA_RO_444	0.003%	0.054%	0.100%
MSRWMOFE81 >> KW_81_KCM_KW_147	0.013%	0.069%	0.100%
PJRYP81 >> NBT_WNO_81_NBT_321	0.010%	0.041%	0.095%
CTMSSPNJ81 >> MH_PNJ_81_PNJ_166	0.021%	0.028%	0.075%
KWST81 >> ST_SF_81_ST_466	0.005%	0.037%	0.074%
PICPNJBSNKEM81 >> PNJ_APJ_81_APJ_427	0.003%	0.033%	0.068%
KEMMRR82 >> KEM_MRR_81_KEM_139	0.047%	0.032%	0.059%
KWCCMED81 >> WM_81_RWA_WM_528	0.001%	0.008%	0.057%

出典: AEMO. WEM. [2023 WEM ESOO Reliability Assessment Report](#). 15 August 2023.

# RCMを支援するその他の追加サービス

- AEMOは、ESOOにより特定された短期的な電源容量の追加の必要性に対し、RCMにおいて十分な対処ができないと判断した場合、追加のサービスを求める。彼らは供給不足のリスクや利用可能な容量の変更を管理する。
- 以下の追加的サービスが挙げられる。
  - 補足予備力  
(SRC: Supplementary Reserve Capacity )
    - Capacity Yearの開始から6か月以内に、予測された供給力不足を緩和することを目的として、サービスを調達するための契約フレームワーク
  - 非協調最適化の必須システムサービス  
(NCESS: Non-Co-optimised Essential System Services )
    - 西オーストラリア政府のエネルギー・コーディネーターによって調達が発動された場合、電力システムの安全性や信頼性リスクを緩和するために必要な、追加の電源容量や他のサービスを調達するための契約フレームワーク

# SRCとNCESSの例

下表は、2023年のWEM ESOOで特定された容量投資のギャップの例と、AEMOが特定した供給力不足を緩和するために行った対策を示している。

Capacity Year	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28
Reserve Capacity Cycle (WEM ESOO)	2021	2022	2023	2024	2025
Cycle Status	Capacity assigned	Capacity assigned	Capacity assignment over coming months	Not commenced	Not commenced
RCT	5,364	5,430	5,543	5,716	5,806
Capacity	4,727	4,596	4,598	4,598	4,281
Capacity investment gap	638	833	945	1,118	1,525
Additional Services	SRC procurement underway	NCESS procurement underway SRC considered in 2024, if required	None identified at this stage	None identified at this stage	None identified at this stage

AEMO initiated additional capacity through the SRC procurement process over the 2023-24 hot season

AEMO is in the process of finalizing contracts for the procurement of peak demand NCESS capacity

出典: AEMO. WEM. [2023 WEM ESOO](#). August 2023.

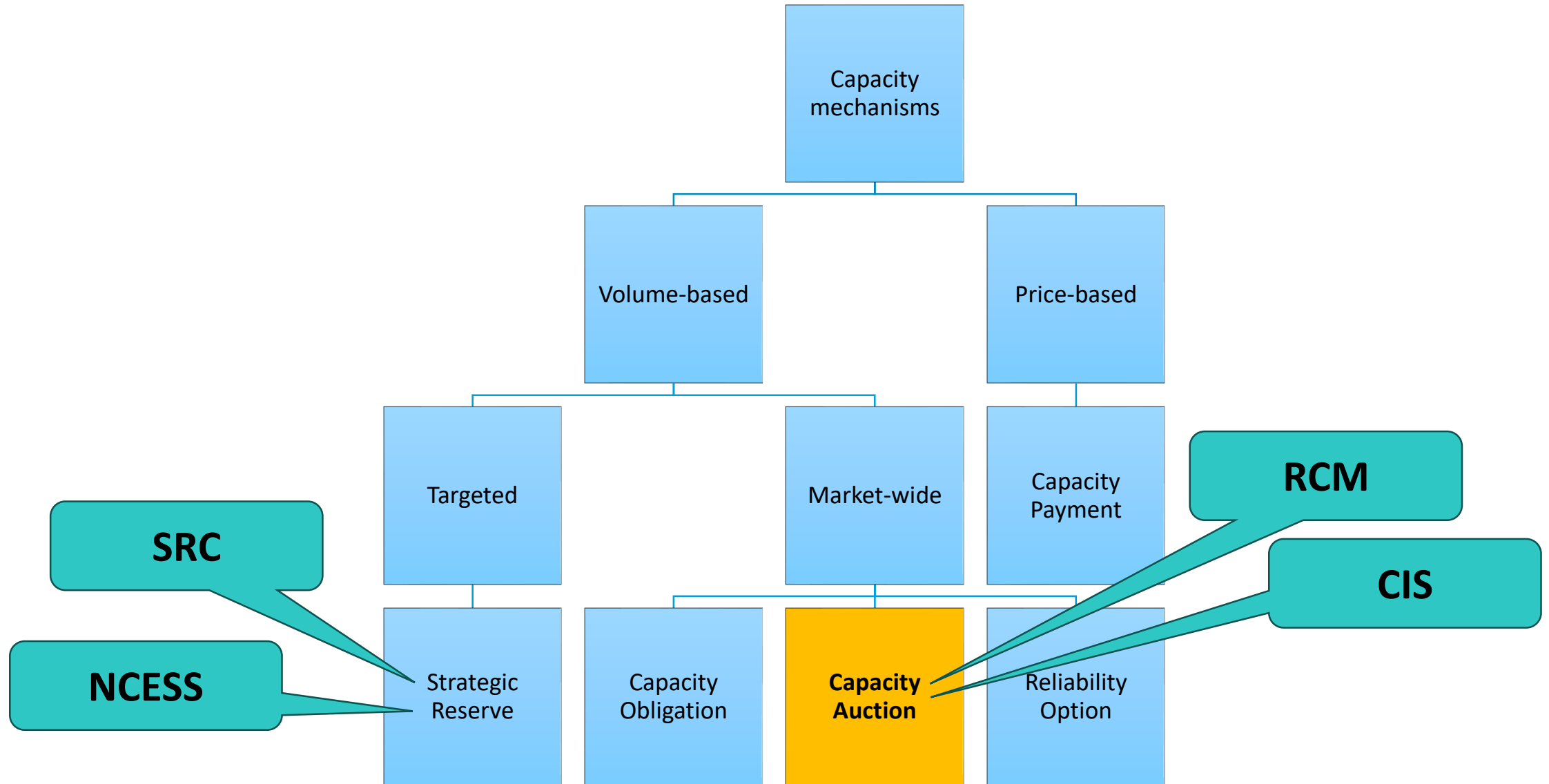
# 容量投資スキーム（CIS）

- 先述の通りCISにおいてオーストラリア政府は、再エネ電源容量とディスパッチ可能なクリーンな電源容量に関して競争入札を求めている。
- CISはオーストラリアの電力ネットワークで運用され、既存の州や地域の取り組みを補完して国家のエネルギー転換の実現を目的としている。



出典: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Australian Government.  
[Capacity Investment Scheme. Consultation Paper Webinar.](#) August 2023.

# WEMの容量メカニズムの分類



# NEMとWEMにおける容量メカニズムの比較

市場	容量メカニズム	調達の責任主体	調達のリードタイム	調達の発動条件
NEM	RRO	AER	指定なし	ESOOの結果が信頼性基準と中間信頼性基準を満たさない時
NEM	RERT	AEMO	1週間 (短期RERT)、 10週間から12か月 (長期RERT)	電力系統における予期しないリスク (短期RERT)、 ESOOの結果が信頼性基準を満たさないとき(長期間のRERT)
WEMとNEM	CIS	オーストラリア政府	指定なし	オーストラリア政府によって設定された目標
WEM	RCM	AEMO	2年先	ESOOの結果が信頼性基準を満たさないとき
WEM	SRC	AEMO	Capacity Yearの 開始から6ヶ月以内	ESOOにより特定された短期の電源容量要件が RCMを通じても完全に満たされないとき。
WEM	NCESS	AEMO	指定なし	ESOOにより特定された短期の電源容量要件が RCMを通じても完全に満たされないとき。または、 西オーストラリア州政府のエネルジー・コーディネーターが調達を指示したとき。



# 欧州と米国における容量メカニズム

- ほとんどの国では、容量メカニズムの設立理由として、従来の発電所の廃止、需要の増加、不適切な新規投資、再エネの増加、市場の困難を挙げている。
  - 系統混雑は明示的には言及されていないが、これらの影響を与える。
- 最も一般的な市場の商品は従来の電源容量の利用可能性であり、落札した電源容量が、異常時など特定の期間のために容量契約に署名し、固定の報酬を受け取りサービスを提供する。

- 以下の表は、欧州における一部の国と米国の一部の地域の容量メカニズムの必要性と商品を示している。

Subject	Italy	France	Germany	Belgium	Poland
Necessity	Retirement of conventional thermal capacity	Winter peak load increase	RES development	Nuclear phase-out in 2022–2025	Mothballing and phasing-out of old inefficient power units by 2020
	System load increase	RES growth	Retirement of nuclear power plants in 2022	Thermal capacity phase-out in neighboring countries	Market failures ("missing money", high price volatility)
	Decarbonization	Inadequate investments, "missing money"		Market failures ("missing money", high price volatility)	Lack of investments
Product	Inadequate investments, "missing money"			Strategic reserve mechanism not successful	
	Capacity Availability (ROs) Location	Capacity Guarantees	Reserve Capacity Availability	Capacity Availability (ROs)	Capacity Availability

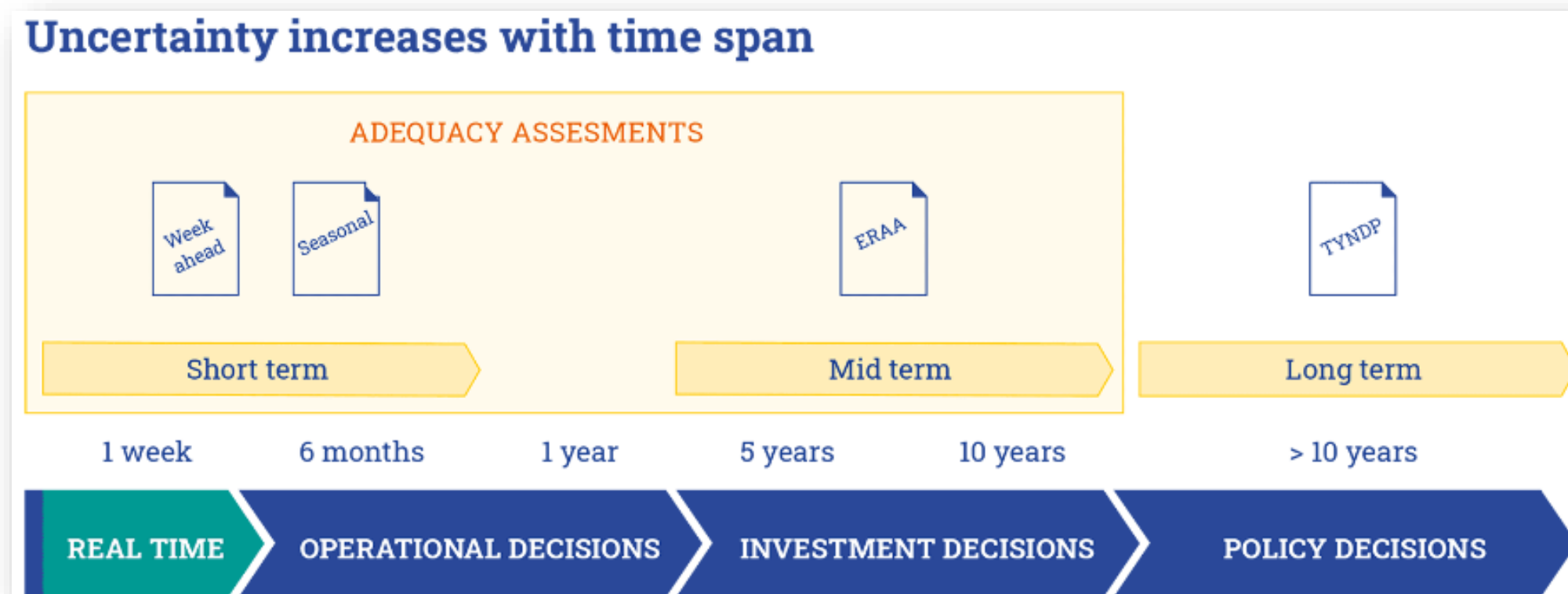
Subject	Great Britain	Ireland	Cyprus	USA-PJM	USA-New England
Necessity	Coal power plants retirement	"Missing money" problem	High dependence on fossil fuels	System load increase	RES generation increase
	System load increase	Decarbonization	System load increase	Low and volatile market prices	Low and volatile market prices
	Decarbonization	Limited interconnections	Lack of interconnections	Lack of investments	"Missing money" problem
	Lack of investments, "missing money" problem	Limited potential for demand response	System limitations to accommodate high RES shares		Lack of investments
Product	Capacity Availability	Capacity Availability (ROs) Location	Reserve Capacity Availability	Capacity Availability	Capacity Availability
				Locational value of capacity	Locational value of capacity

出典: Simoglou, Christos K., and Pandelis N. Biskas. 2023. "Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece" *Energies* 16, no. 2: 982. <https://doi.org/10.3390/en16020982>.

# ENTSO-E Outlooks

「ENTSO-E Outlooks (ENTSO-Eの展望)」は、異なる時間軸での最新の手法を用いて、EU加盟国が計画の決定を調整するためのものである。

- “Seasonal Outlook”（冬季と夏季）：6から12ヶ月先
- 欧州RA評価（ERAA）：1から10年先
- 10年間のネットワーク開発計画：10年以上



出典: ENTSO-E. <https://www.entsoe.eu/outlooks/>

# ERAAの手法

ERAAは、欧州の容量メカニズムの承認の基礎となっている。欧州各国は、ENTSO-E ERAA手法に従って国家RA評価を実施している：

- 1時間単位、発電機ユニットごとの粒度で表現された欧州全体のUCED確率モデル（モンテカルロ法）を使用する
- RA評価に先立ち、経済実現性評価を行う（容量メカニズムを使用した場合とそうでない場合の両方）。
- モンテカルロ法のサンプル数を決定するための収束計算を行う（約500～700のサンプル数）。
- ENSおよびLOLE指標を使用してRA評価を行う。多くの欧州諸国で、信頼性基準として3時間/年 LOLEを用いている。
- できるだけ可能な限り、あるいは、容量融通（NTC: Net Transfer Capacity）が検討される際は、電力潮流と市場の連携を考慮した国間の送電システムモデル（FBMC: Flow Based Market Coupling、PTDFsで表される）。



出典: ENTSO-E. [Methodology for the European resource adequacy assessment](#). October 2020.

# 系統混雑管理解析

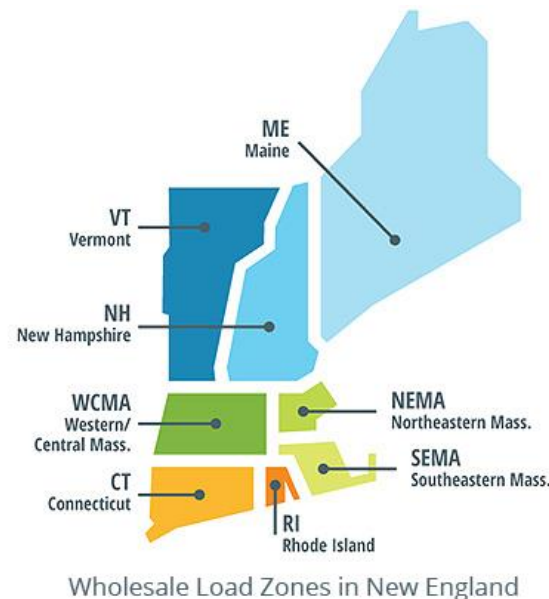
- ERAAの結果は、不足時間（Scarcity Hour）に国境を越える系統混雑（“Copper Plate（銅板）”モデル）を分析するために使用される。ENTSO-Eは、不足時に国や地域が頼ることのできる融通量を定義するため、最大融通容量の計算方法を提案している。これは、抑制分担ルールを考慮しながら、全ての単一および同時の不足状況に対しての平均的な貢献量として定義される。
- 同時の不足状況（Simultaneous Scarcity）とは、2つ以上の隣接地域が不足に直面している状況を指す。
- 出力抑制ルールは、入札価格が低い地域が不公平に供給されないといった、潮流係数の競合時の影響を緩和するために利用される。（FB方法の固有の特性）

（注）ENTSO-Eは、不足時間（Scarcity Hour）を次のように定義している。  
“市場において利用可能な電力を入札が行われている地域に調達する際に、需要に対して利用可能な電源が不足している時間帯”。

# ISO-NEの先渡容量市場 (Forward Capacity Market)の概要

## ■ 入力値の想定

- 送電融通能力 (TTC: Transmission Transfer Capability)
- 容量ゾーン
- “Tie Benefit” (他ISO地域との連系による利益)
- 負荷
- リソース容量
- リソースの利用可能性
- 蓄電池容量
- “ISO-NE Operating Procedure No. 4”  
による負荷および容量のリリース
- 運用予備力



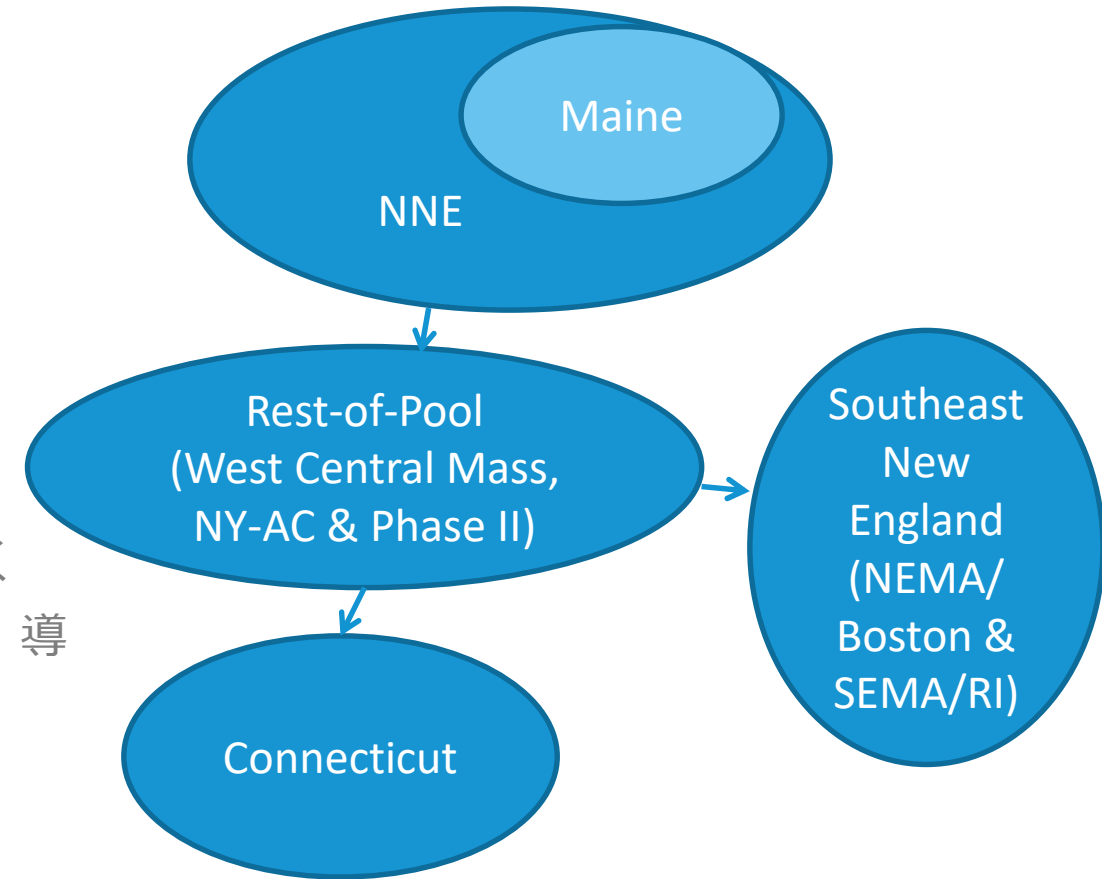
## ■ ゾーン別の容量要件

- 地域の調達要件
  - 地域のリソースアデカシー要件
  - 送電セキュリティ分析の要件
- 最大容量制限

出典: SO-NE. [Installed Capacity Requirement \(ICR\) Reference Guide](#). Revision 2. 15 September 2021.

# ISO-NEの先渡容量市場：入力値の想定

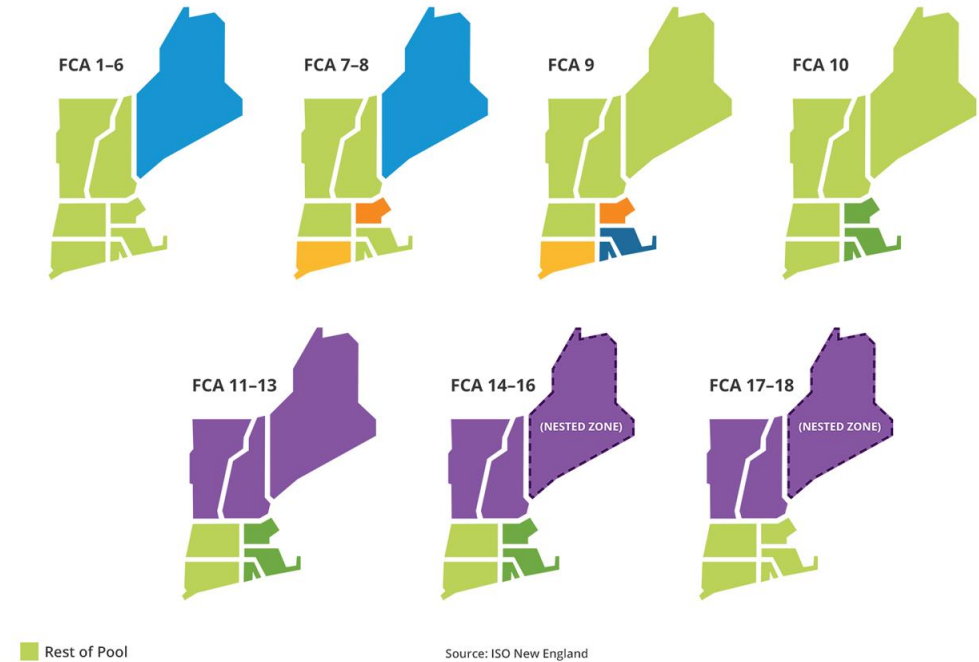
- TTCとゾーンに関する調査は同時に実施される
  - ゾーンとノンファーム電源間のインターフェース
  - ゾーンは階層構造になることがある
  - TTCは方向、季節、緊急時などの条件で変化する
- “Tie Benefits”
  - 隣接する制御エリアにおける緊急時の容量クレジット
- 負荷
  - 最も適した気象年（毎年見直される）
  - 週毎の需要予測の不確実性は、気象と計量経済学に基づく
  - BTM (Behind the Meter) 太陽光発電設備は、気象年と、導入と7日間の自己相関の不確実性に基づき想定される
  - 不確実な天候を考慮した上での電気暖房の導入
  - 一定の充電パターンを持つ電気自動車の導入



FCA 16 (第16回 先渡容量市場オークション)  
において取りうる容量ゾーン

# ISO-NEの先渡容量市場：ゾーン毎の容量要件

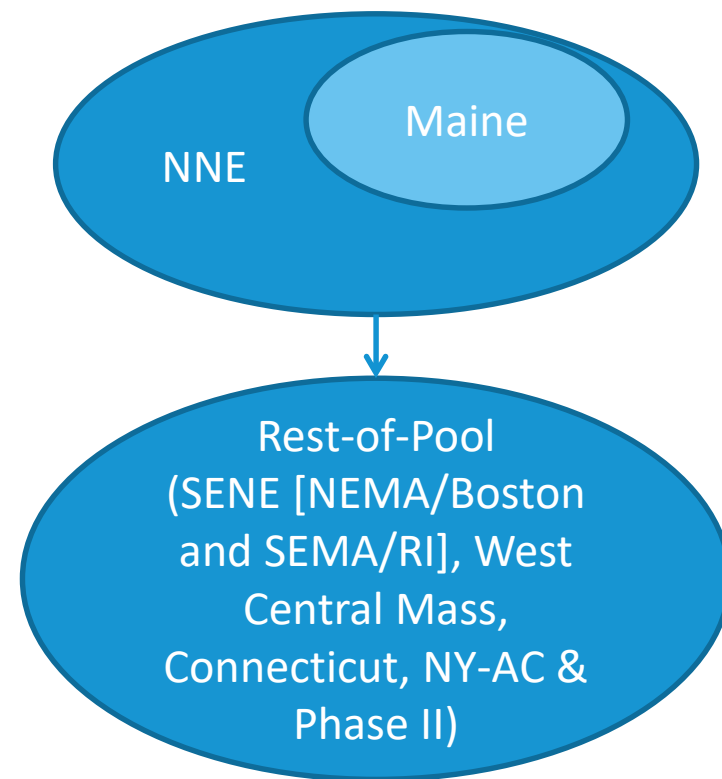
- 容量ゾーンの需要曲線に対するゾーン容量
  - 運用予備力ではピーク需要を供給できない
  - 受電ゾーンに対するローカル調達要件
    - ローカルリソースのアデカシー要件
      - 各容量ゾーンには、ROP (Rest of Pool) が含まれる
      - LOLE目標を達成する受電ゾーンのファーム負荷の量
  - 送電セキュリティ分析要件
    - 過渡安定性のための最小のローカル容量の要件
  - 送電ゾーンの最大容量制限
    - その他のニューイングランドのエリアにおける正味の要件



時間毎の容量ゾーン

# ISO-NEの先渡容量市場：ゾーンの容量オークション

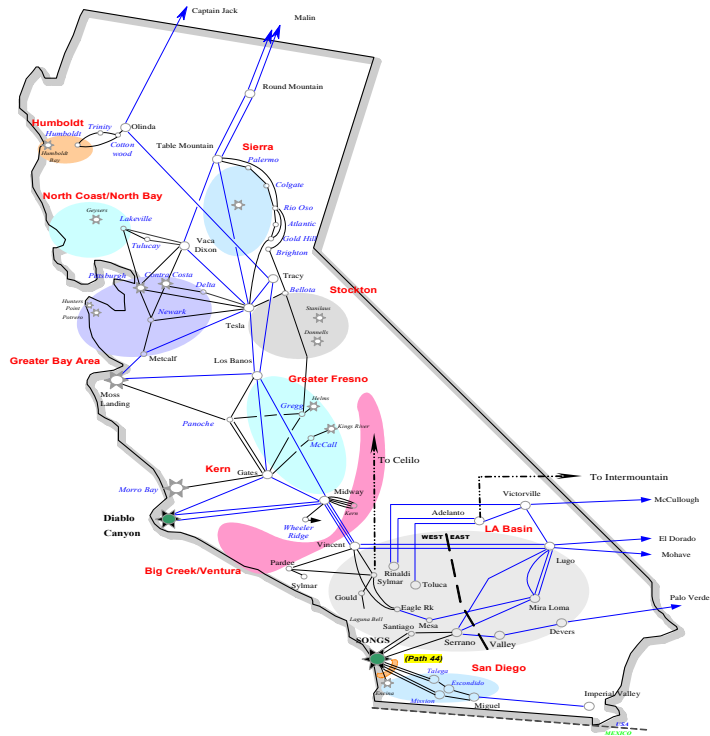
- 容量需要曲線
  - 容量要件をスケールさせる（正味およびゾーン別）
  - 正味の新規参入コスト（net CONE）でLOLE目標を満たす
- 容量供給曲線
  - 供給力提供者の申請で決まる
- 容量ネットワーク
  - 需要に対する供給の実施
  - パイプとバブル（ノード毎の容量のバランス）
- オークション
  - 3年後
  - 各容量ゾーンおよびその関連する外部インターフェースに対して5日間、1日あたり最大8回
  - それぞれの容量ゾーンのオークションは
    - 供給過剰（高価格ウィンドウ）で始まる
    - 供給と需要が一致するまで価格ウィンドウを削減
  - 市場クリアリングオークションソフトウェアが実行され、容量クリアリング価格が決定される



FCA 18 (第18回 先渡容量市場オークション) においてモデル化された容量ゾーン



# CAISO 地域容量要件の概要



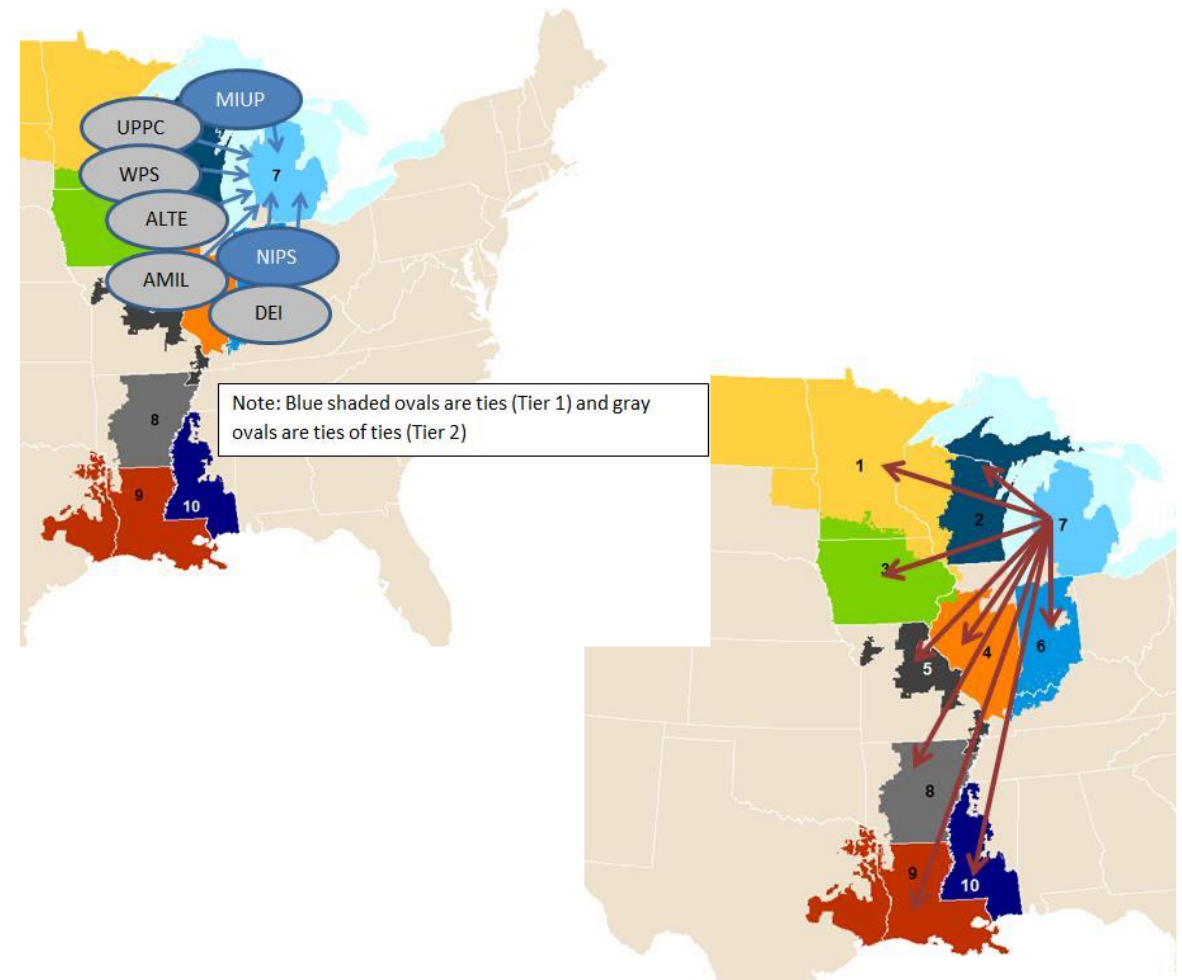
- 基本ケースの入力仮定
  - 送電システムの構成
  - モデル化された発電
  - 負荷予測

## ■ 方法論

- 融通能力の最大化
- 蓄電池の充電要件
- 電力潮流経路の維持
- QF (適格設備) /原子力/州/連邦ユニット
- 小売供給者 (LSE: Load Serving Entity) ユニット
- 融通割当
- “Load Pocket”の境界
- 信頼性基準
- システムの再調整
- 特別保護スキーム
- 有効性係数 (緊急時の出力応答能力)
- ポンプ負荷
- 相互依存する地域およびサブ地域

# MISO ローカルクリアリング要件の概要

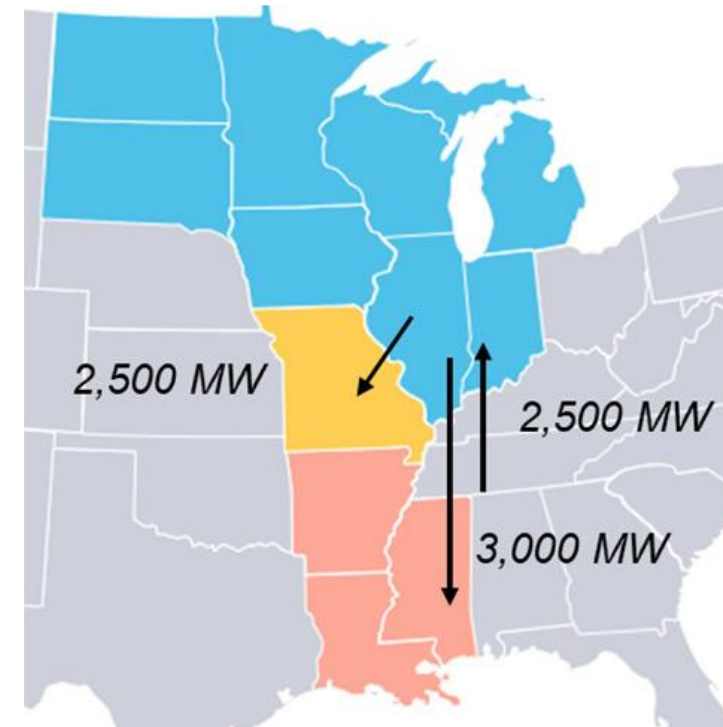
- 地域リソースゾーン
  - 地域のバランシングオーソリティー (BA)
  - 州の境界
  - BA間の相対的な接続の強さ
  - LOLE調査
  - ローカルリソースゾーン (LRZ: Local Resource Zone) の相対的なサイズ
  - 市場間の互換性
- 受電方向の融通調査
- 送電方向の融通調査
- 地域要件



出典: MISO. [Local Clearing Requirement \(LCR\)](#).

# MISO 供給信頼度対応能力 (ELCC: Effective Load Carrying Capability)

- EPRIリソースアデクアシーイニシアチブ
  - [MISOケーススタディ](#)
- 融通ELCC調査
  - MISO北部方向のELCC
    - 受電能力の増加によるMISO北部の利益
  - MISO南部方向のELCC
    - 受電能力の増加によるMISO南部の利益
  - MISO双方向のELCC
    - 双方向（北 - 南）の融通能力からのMISOシステムへの利益
- USEの目標値
  - LOLE目標値に関連する結果
  - 追加の蓄電システムは容量不足とエネルギー不足との相関関係を減少させる可能性がある



- 負荷遮断の会計処理
  - 融通ELCCの計算はUSEの割り当てに依存している
  - ディスパッチとUSEの割り当ては一貫している必要がある



## 7. 結論

# 調査結果のまとめ：概要（1/2）

- NEMは、地域間および地域内の送電を考慮して系統混雑をモデル化するためのRA評価を実施している。
  - **地域間の系統混雑**：地域間の電力潮流における潜在的なボトルネックを数値計算するために、送電パラメータ（最小・最大制約、停止、送電損失など）が使用される。これにより、ピーク需要や電源容量不足の条件下において、電力融通が制限される地域を特定できる。
  - **地域内の系統混雑**：各地域内での潜在的な系統混雑を数値計算するために、ネットワーク制約が組み込まれる。これにより、モデルが地域内の電力系統の制限自体も考慮し、系統混雑リスクが過小評価されないようする。
- RAの評価結果は、NEMおよびWEMの両方で容量メカニズムを活性化するために重要であるが、潜在的なギャップが存在する。現在、これらの市場において地域の系統混雑（ネットワーク制約や場所などの要因）は直接的に考慮されていない。
  - NEMは、地域において供給信頼度ギャップを特定した際に、ファーム容量を追加する。
  - WEMは、信頼度基準を満たさなかった場合に、一般的なOCGT（開放サイクルガスタービン）を追加する。

## 調査結果のまとめ：概要（2/2）

- NEMにおいては、エネルギー電力市場のみを運営しており、ひっ迫時の価格補正（scarcity pricing）が供給信頼性における主なシグナルとなる。このエネルギー電力市場においては限界損失係数が存在しているが、一方で、これは地域の送電損失に対処するためのものであり、電力系統全体の信頼性に強いインセンティブを与えるわけではない。この状況を踏まえ、AEMOは現在の送電制約が緊急時にどのような影響を与えるか、可視化する計画を立てている。
- クラウド技術を活用することで、AEMOはモンテカルロ法のシミュレーション回数に伴う計算量の増加に対応し、地域内の送電制約など、モデルの複雑性と動特性（ダイナミクス）を捉えることができる。

## 調査結果のまとめ：ネットワーク制約

- RA評価においては、ネットワーク制約を考慮することで、電力系統上の制約に起因する系統混雑をモデル化することが可能となる。しかしながら、ネットワーク制約を定義するには、電力系統に関する多くの解析と注意深い分析を含む、広範な作業を必要とする。手作業の労力を最小限に抑えるために、自動化ツールが不可欠となる。加えて、定期的な利害関係者との協議を通じて、最新のガイドラインが確立され、また、定期的な報告によって利害関係者が進展するネットワーク制約の状況について情報を取得することができる。

# 調査結果のまとめ：供給信頼度のモデリング手法

- ESOO・EAAP・MT PASAのように、異なる時間軸で補完的に供給信頼度評価を行うことは、長期計画、運用計画、およびリアルタイム運用など、複数の意思決定の観点からシステムのアデカシーを確保するのに役立つ。評価における主要な入力情報（需要、変動性発電、発電の利用可能性、気象変動、およびネットワーク制約）は、異なる手法によって裏打ちされており、様々な不確実性を捉えるために利用される。これらの供給信頼度評価では、発電機停止、気象相関のある需要、および地域要因における不確実性を考慮するために、モンテカルロ法が採用されている。入力から出力までの自動化ツールを使用することで、手作業が最小化されており、また、クラウドサービスの利用によって、計算時間が改善されている。
- 一方で、PJMは設置予備力(IRM: Installed Reserve Margin)を決定する際にコンボリューション法を使用し、その後、負荷の供給可能性 (Load Deliverability)調査を行っている。しかしながら、コンボリューション法は、電源拡張の意思決定において、複雑な系統混雑とエネルギー制限のある電源を持つネットワークに対しては広く使用されているわけではない。これは、コンボリューション法におけるモデル化の制限のため、複雑なシステムと時系列相関を持つエネルギー制限のある電源のディスパッチを表現できないことが理由であり、これらはRA評価手法を検討する上で重要な点となる。



## 調査結果のまとめ：需要の想定

- 需要は二つの要素に分割できる。一つは構造的な要因（過去のトレンドや専門家の判断に基づいて推定できるもの）、もう一つはランダムな要因（確率分布としてモデル化できるもの）である。需要の要因は需要種別毎に異なる影響を与えるため、電力消費を需要種別毎に予測することが望ましい（例えば、住宅、ビジネスなど）。現在利用可能な情報量に基づき、需要種別毎に異なる予測手法（成長モデル、調査、シナリオベース、経済性など）が応用できる。取りうる最大需要および最小需要に対する確率密度関数を定義し、その後、POEの推定を行うことは、通常および極端な条件を表現する一つの方法となる。将来の不確実性とリスクに対して、利害関係者を巻き込むことにより、より創造的かつ効果的な協同の解決策を開発することが可能となる。

## 調査結果のまとめ：供給力の想定

- 既存の発電機および蓄電設備の運用および費用のパラメータは、内部調査を含むさまざまな情報源から収集できる。参加者によって提出された非機密情報に基づく発電情報の公開は、協力とイノベーションを促進するのに役立つ。気象パターンを捉えるために、参照年によって区別される再生エネルギーの発電出力を生成するための一般に利用可能な公開ツールがある。発電機の停止は、長時間の計画外停止、完全な計画外停止、および部分的な計画外停止の3つに分類できる。将来の不確実性とリスクに対して、利害関係者を巻き込むことにより、より創造的かつ効果的な協同の解決策を開発することが可能となる。

## 調査結果のまとめ：容量メカニズム

- NEMにはRRO、RERT、およびCISの容量メカニズムがある。RROは事前に確保される契約であり、一方でRERTは緊急時のバックアップメカニズムである。これらはRA評価で信頼性基準の中間信頼性基準が満たされない場合に発動される。CISは、政府が再エネの電源容量およびクリーンなディスパッチ可能な容量に関するプロジェクトの入札を求めるものである。
- WEMにはRCM、SRC、NCESS、およびCISの容量メカニズムがある。RCMはWEM内の容量市場である。SRCおよびNCESSは、RCMをサポートする契約フレームワーク/追加サービスである。RCM、SRC、およびNCESSの容量の必要性はESOOで決定される。CISは、NEMと同様、政府が再エネの電源容量およびクリーンなディスパッチ可能な容量に関するプロジェクトの入札を求めるものである。
- ほとんどの欧州諸国と米国の2つの地域で容量メカニズムを設立する理由は、従来の発電所の引退、需要の増加、不十分な新規投資、再エネの増加、および市場の競争である。系統混雑の問題は明示的に述べられていないが、理由の一つとなっている。ヨーロッパでは、“Copper Plate (銅板)” モデルを使用して国境を越えた系統混雑がERAAの結果を用いて分析される。地域の電源容量の要件は、サブエリアの柔軟性を定義するための運用経験、緊急時での最大輸入可能能力を決定するオフィンの電力融通分析、およびサブエリアのRA評価に基づいている。

# 参考文献 (1/4)

1. ACCC. [Extension of Reserve Trader Sunset](#). 3 March 2005.
2. AEMC. [National Electricity Rules](#).
3. AEMC. [Reliability Frameworks Review](#). 26 July 2018.
4. AEMO. [AEMO Operations Technology Roadmap](#). June 2022.
5. AEMO. NEM. [2022 EAAP](#). November 2022.
6. AEMO. NEM. [2023 ESOO](#). August 2023.
7. AEMO. NEM. [2023 Inputs and Assumptions Report](#).
8. AEMO. NEM. [2023 Transmission Expansion Options Report](#). September 2023.
9. AEMO. NEM. [About GELF Declaration Submission Guidelines](#).
10. AEMO. NEM. [AEMO Map. 2020 Integrated System Plan. 2019-2020 System Normal Congestion](#).
11. AEMO. NEM. [AEMO uses the term “operational” to describe electricity used in the NEM](#).
12. AEMO. NEM. [2023 NEM ESOO Model](#).
13. AEMO. NEM. [Confidence Levels, Offsets and Operating Margins](#). Version 3. 6 July 2010.
14. AEMO. NEM. Congestion Information Resource. [Constraint Frequently Asked Questions](#).
15. AEMO. NEM. Congestion Information Resource. [Statistical Reporting Streams](#).
16. AEMO. NEM. [Constraint Formulation Guidelines](#). Version 12. 22 June 2023.
17. AEMO. NEM. [Constraints Formulation Guidelines and Schedule of Constraint Violation Penalty Factor](#).
18. AEMO. NEM. [Constraint Implementation Guidelines](#). Version 3. April 2023.
19. AEMO. NEM. [NEM Constraint Report 2022 summary data](#).
20. AEMO. NEM. [Electricity & Gas Forecasting](#).

# 参考文献 (2/4)

21. AEMO. NEM. [ESOO and Reliability Forecast Methodology Document](#). Version 11. August 2023.
22. AEMO. NEM. [ESOO Update Infographic 1](#). April 2022.
23. AEMO. NEM. [Fact Sheet](#).
24. AEMO. NEM. [Forecasting Approach](#).
25. AEMO. NEM. [Forecasting Approach – Electricity Demand Forecasting Methodology](#). Version 1.2. August 2022.
26. AEMO. NEM. [Generation Information](#).
27. AEMO. NEM. [Market Notice 80103](#). 19 November 2020.
28. AEMO. NEM. [Market Data NEMWeb](#).
29. AEMO. NEM. [Medium Term PASA Process Description](#). Version 6.4. 24 April 2023.
30. AEMO. NEM. [Monthly Constraint Report](#). December 2023.
31. AEMO. NEM. [MT PASA Region Availability](#).
32. AEMO. NEM. [Network Outage Schedule information](#).
33. AEMO. NEM. [Plain English constraint equation converter](#).
34. AEMO. NEM. [Reliability Instrument Request](#). November 2020.
35. AEMO. NEM. [Reliability Standard Implementation Guidelines](#). Version 3.1. 24 April 2023.
36. AEMO. NEM. [RERT Fact Sheet](#).
37. AEMO. NEM. [ST PASA Process Descriptions](#). Version 6. 16 March 2012.
38. AEMO. [The NEM Reliability Framework](#). November 2018.
39. AEMO. WEM. [2023 WEM ES00 Reliability Assessment Report](#). 15 August 2023.
40. AEMO. WEM. [2023 ES00](#). August 2023.

# 参考文献 (3/4)

41. AEMO. WEM. [Fact Sheet](#).
42. AEMO. WEM. [Reserve Capacity Mechanism](#).
43. AER. [T-3 Reliability Instrument. New South Wales](#). December 2020.
44. AER. [New South Wales: January - February 2024 T-3](#). 27 November 2020.
45. CAISO. [2023 Local Capacity Area Technical Study. Final](#). 14 January 2022.
46. CAISO. [Local capacity requirements process – 2023](#).
47. DCCEEW. Australian Government. [Capacity Investment Scheme. Consultation Paper Webinar](#). August 2023.
48. DCCEEW. [Stage 1: Capacity Investment Scheme - DCCEEW](#)
49. E3. [Resource Adequacy in the Desert Southwest Final Report](#). February 2022.
50. Energy Exemplar. [AEMO - Clear Business Results Delivered by PLEXOS Cloud](#). 13 September 2023.
51. ENTSO-E. <https://www.entsoe.eu/outlooks/>
52. ENTSO-E. [Methodology for the European resource adequacy assessment](#). October 2020.
53. ENTSO-E. [Cross-border participation in capacity mechanisms](#). July 2020.
54. EPRI Resource Adequacy for a Decarbonized Future Case Study: Midcontinent ISO. EPRI, Palo Alto, CA: 2023. [3002027837](#).
55. Fabra, N. [A Primer on Capacity Mechanisms](#). 12 February 2018.
56. Gercheva, S. [Capacity mechanism – some properties of its design and remuneration](#). 2022.
57. ISO-NE. [Installed Capacity Requirement \(ICR\) Reference Guide](#). Revision 2. 15 September 2021.
58. O’Neil, A. WattClarity. [Case Study – How to interpret a new NEM constraint and guess what it might do](#). 23 November 2020.
59. MISO. [Local Clearing Requirement \(LCR\)](#).
60. NREL. [System Advisor Model \(SAM\)](#).

# 参考文献 (4/4)

61. PJM. [Planning 201 – Resource Adequacy Planning](#). 14 April 2021.
62. Pototschnig, A. and Godfried, M. [Capacity mechanisms and the EU internal electricity market. The regulators' view: ACER's report on capacity mechanisms](#).
63. Simoglou, Christos K., and Pandelis N. Biskas. 2023. "Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece" *Energies* 16, no. 2: 982. <https://doi.org/10.3390/en16020982>.



# 8 補足資料



EPRI

# 供給信頼度評価手法に関する 意見交換会

EPRI-AEMO-OCCTO



2024年2月22日

in x f  
www.epri.com

© 2024 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

# Resource Adequacy in the NEM

22 February 2024

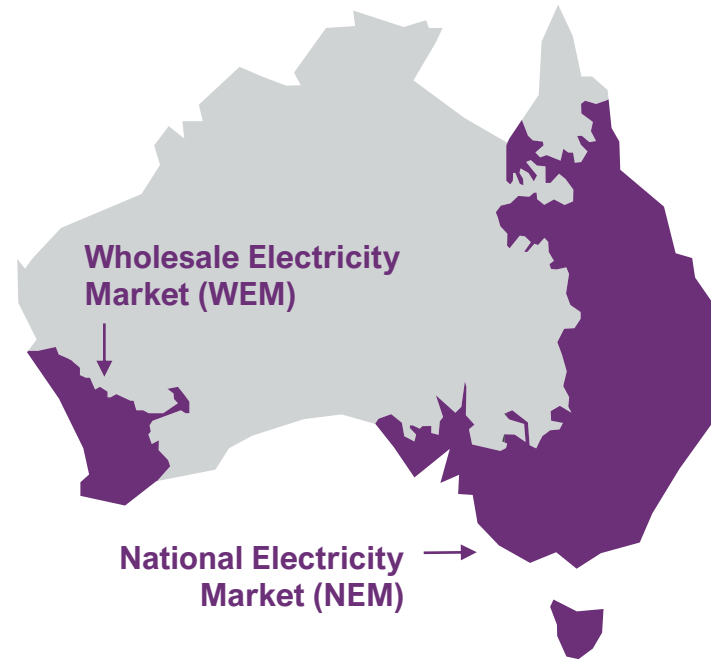


# About AEMO

- AEMO is a member-based, not-for-profit organisation.
- We are the independent energy market and system operator for the National Electricity Market (NEM) and the WA Wholesale Electricity Market (WEM), and system planner for the NEM.
- We also operate retail and wholesale gas markets across south-eastern Australia and Victoria's gas pipeline grid.



## Electricity



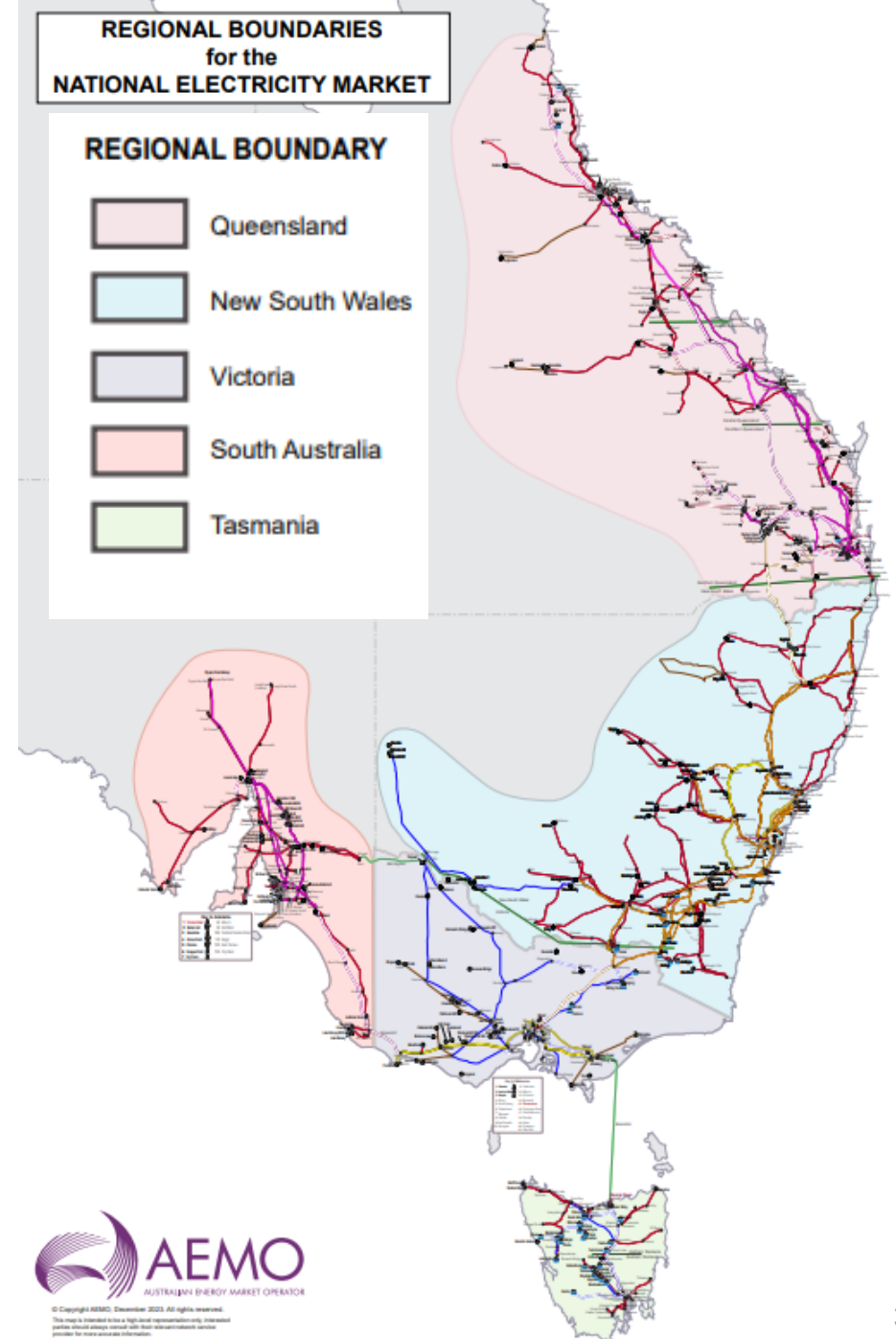
## Gas



AEMO Services is an independent subsidiary of AEMO, established in 2021 to enable the transparent provision of advisory and energy services to National Electricity Market jurisdictions.

# The NEM comprises 5 regions

- The NEM operates predominantly as an energy market, with no formal capacity market. Numerous markets exist for ancillary services.
- For each 5 minute trading interval, a price is determined for each region separately.
- Generator dispatch is subject to constraints that represent power system limitations.
- Significant power system limitations exist between, and within all regions.
- As a result, load shedding due to resource inadequacy may occur while some generators are unable to dispatch.



# AEMO deploys multiple resource adequacy assessments in the NEM



## Short Term PASA

- is used by operations to forecast reserve levels for up to 6 days

## Medium Term PASA

- assesses the reliability of the power system, against the reliability standard for a 2 week to 2 year horizon.
- Typically informs transmission and generation outage planning, and can trigger the procurement of reserves (Reliability and Emergency Reserve Trader [RERT])

## Energy Adequacy Assessment Projection (EAAP)

- is an assessment of the reliability of the power system to a variety of energy limited scenarios, for a 2 year horizon.
- Informs participant energy requirements, and can trigger the procurement of reserves (RERT)

## Electricity Statement of Opportunities (ESOO)

- is an assessment of the reliability of the power system over a 10 year horizon. It typically includes a variety of demand and development scenarios and sensitivities to support market and jurisdictional planning.
- Informs transmission and generation development needs, and can trigger the procurement of reserves (RERT), and market based reliability mechanisms (Retailer Reliability Obligation [RRO])

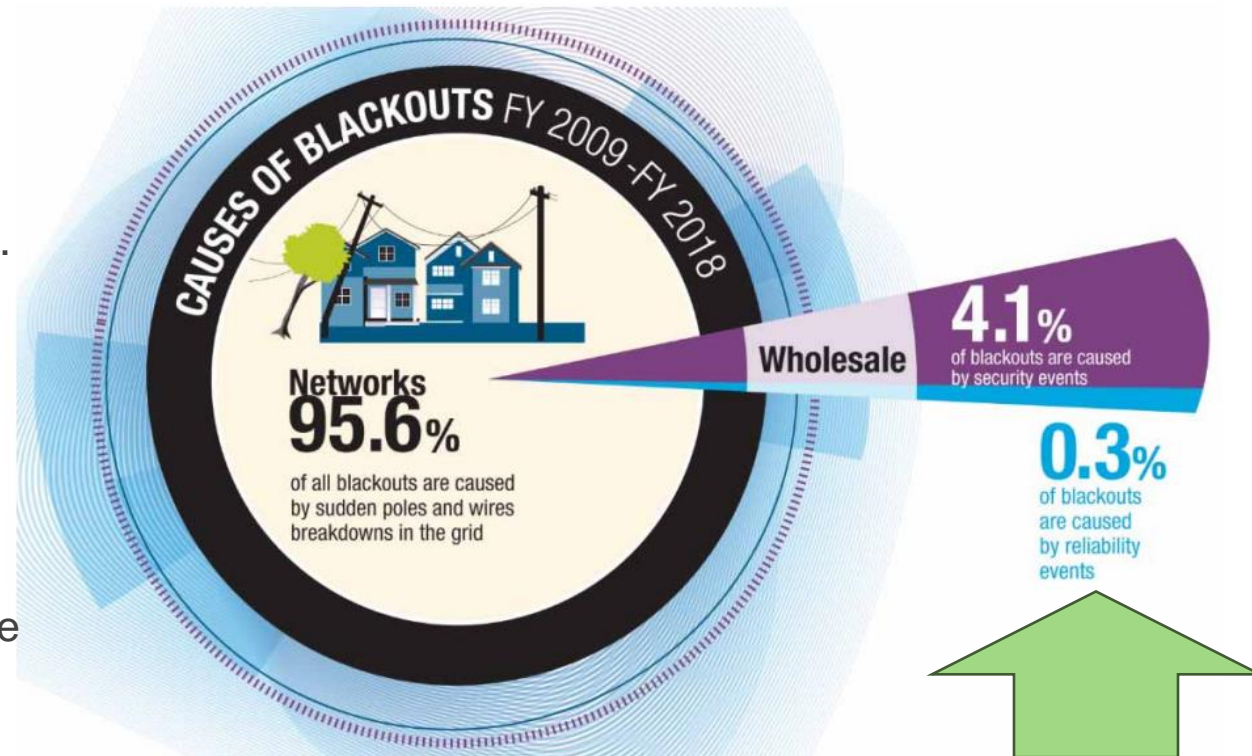
# Explaining unserved energy

**Unserved energy (USE)** represents energy that cannot be supplied to consumers when demand exceeds supply under certain circumstances, resulting in involuntary load shedding (loss of customer supply) in the absence of out of market intervention, such as the Reliability and Emergency Reserve Trader (RERT), or other voluntary curtailment.

For example, USE could be caused by:

- Insufficient levels of generation capacity, generation energy output, or demand response relative to consumer demand.
- Insufficient levels of transmission capacity within each region, assuming that this transmission is never subject to any outages.
- Insufficient levels of transmission capacity between regions, assuming that this transmission is only ever subject to single-circuit, credible outages.

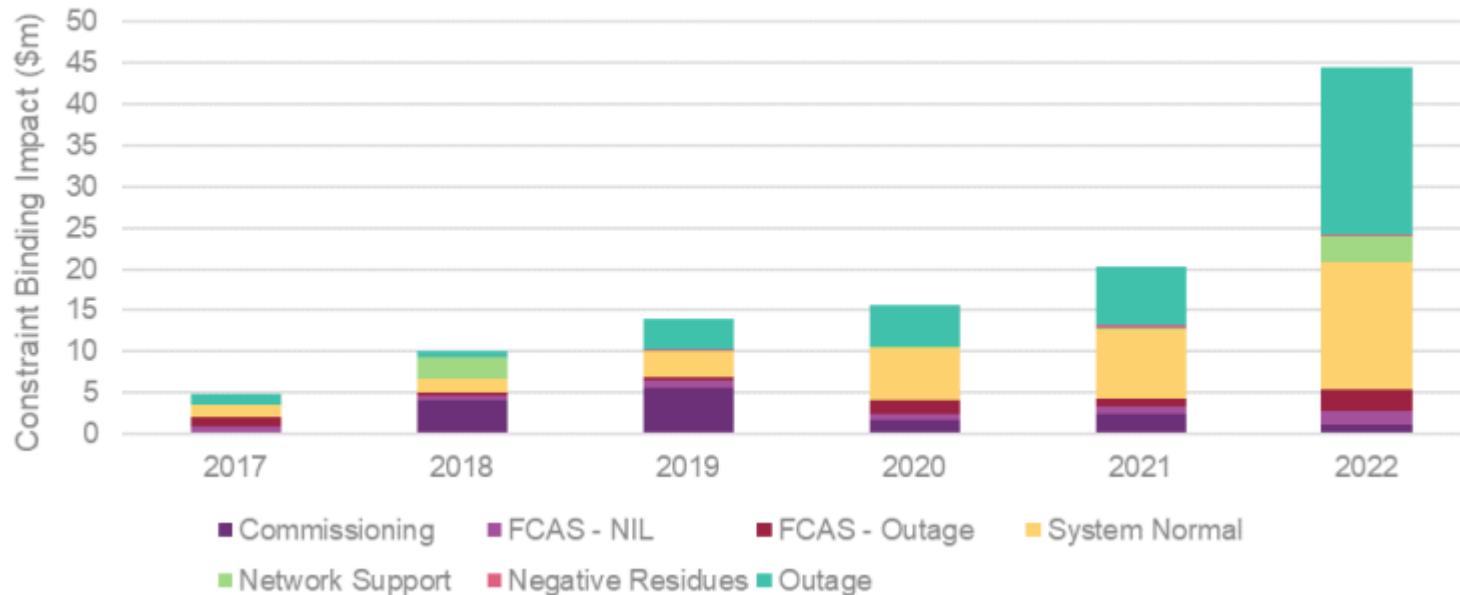
AEMO forecasts expected USE by calculating the weighted-average USE over a wide range of simulated outcomes.



# Limitations with USE as defined

- Outages on the transmission network are increasingly responsible for the curtailment of generation, reducing available supply.
- While the impact of transmission outages ‘Outage’ has grown to be the largest source of ‘Constraint Binding Impact’, it is explicitly excluded from the definition AEMO must apply.
- When modelling reliability in the ESOO and the EAAP, AEMO must apply only ‘System Normal’ constraints. MTPASA applies all active operational constraints.

Figure 3 NEM constraint binding impact



# Reliability is measured against two standards

The **Interim Reliability Measure (IRM)** was introduced to reduce the risk of load shedding across the NEM providing a trigger for the Retailer Reliability Obligation (RRO) of 0.0006% of energy demanded in a region in any year. It applies until 30 June 2028 (30 June 2025 at the time of the 2023 ESOO).

The **reliability standard** is a measure of USE in each region of no more than 0.002% of energy demanded in any year. For the purposes of the RRO, it applies after 30 June 2028 (30 June 2025 at the time of the 2023 ESOO).



# 2023 ESOO Simulations

Forecasts for expected unserved energy apply weighted averages of:

- 2 maximum demand estimates (10% and 50% POE)
- 13 reference years (2010-11 to 2022-23 weather years)
- 4 outage rates (2019-20 to 2022-23 outage rates)

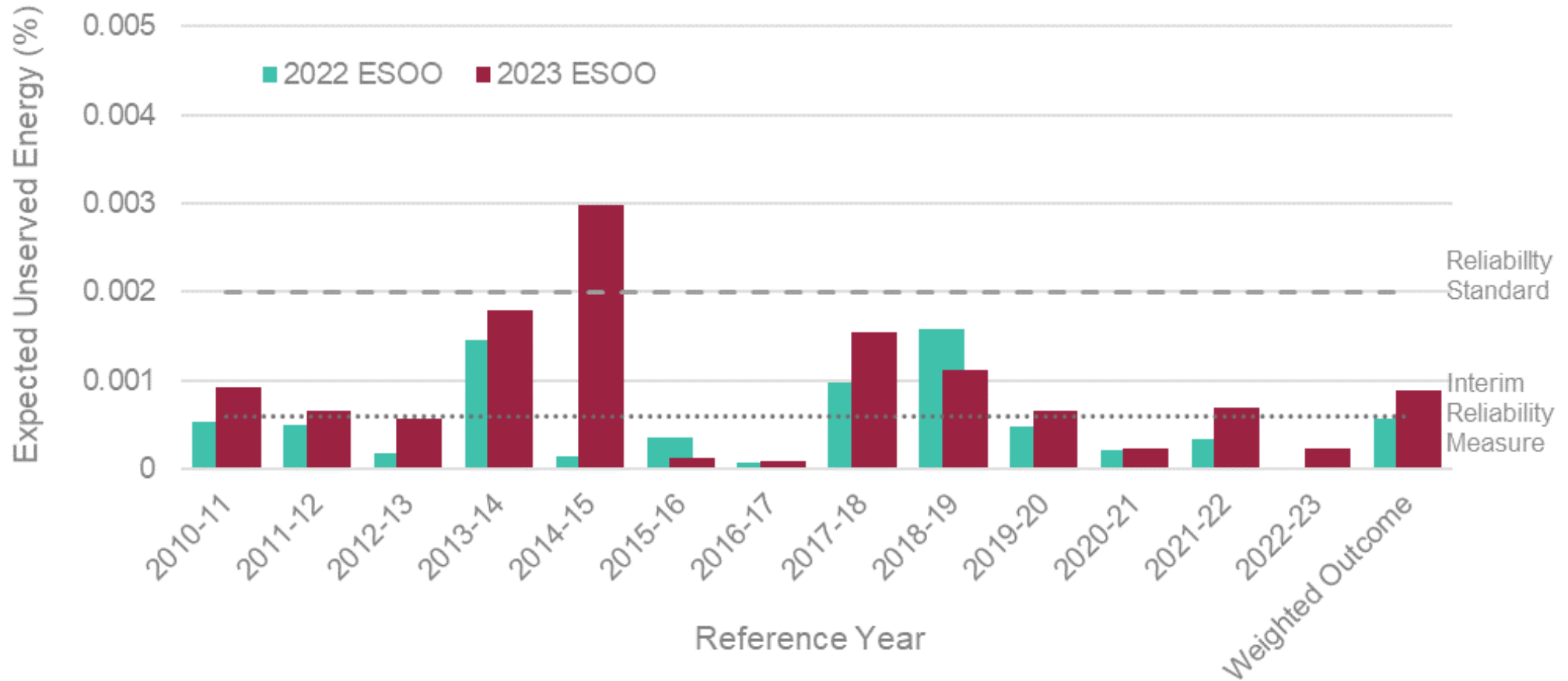
This creates 104 ‘cases’, with 25 ‘solutions’ each, 2,600 total iterations per forecast year; 26,000 per ESOO sensitivity.

# Need for more granularity

- Given the closure of thermal generation, and the development of variable renewable energy, outages rates are becoming less material.
- We retain 100 iterations per reference year, per demand POE based on historical precedent. Recent runs at 25 iterations proved unstable, while 100 produces relatively stable results.
- There is likely a need to include 90% POE demand in future, given energy adequacy (not maximum demand) is increasing in significance.
- There is an urgent need to increase from 13 reference years towards 20-50.

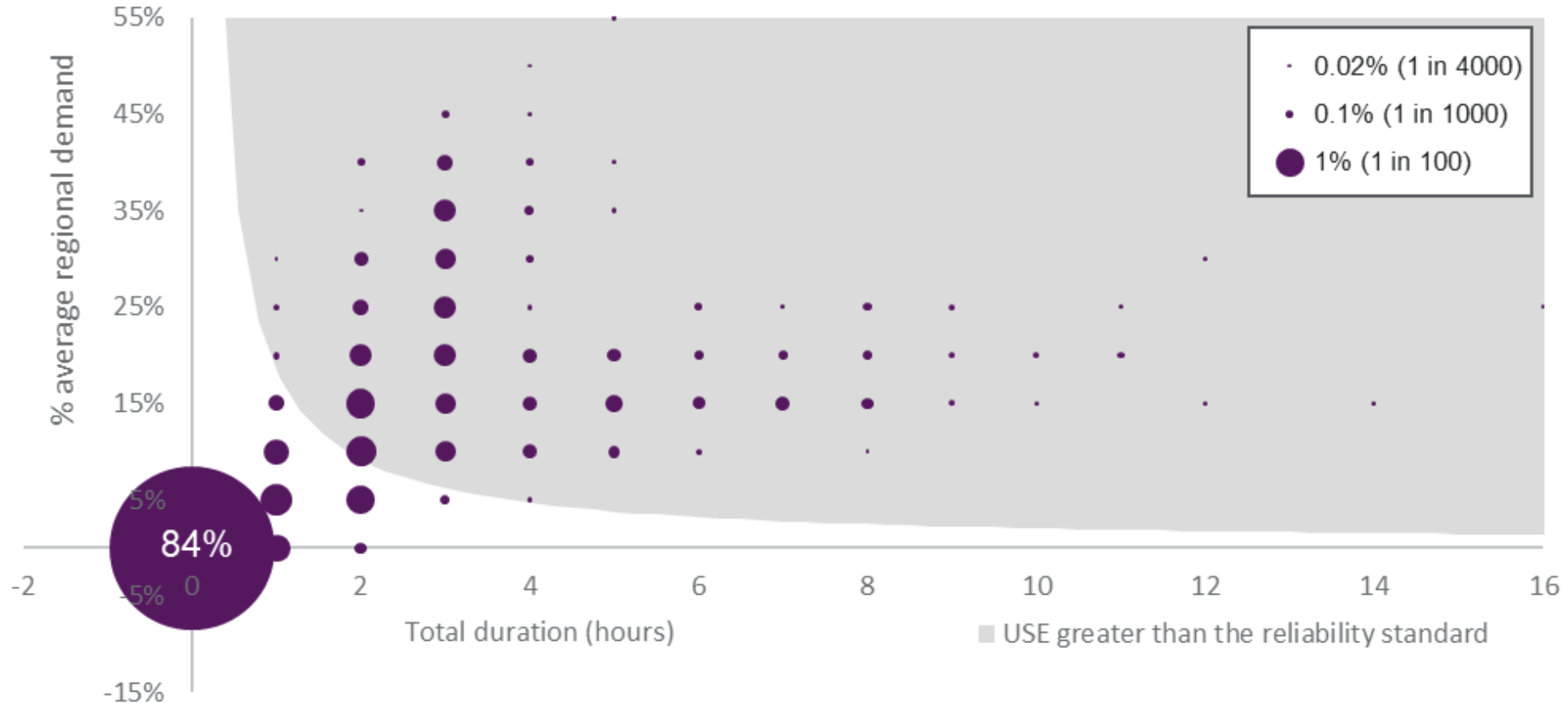
# Wind availability at time of high demand is a key driver of reliability risk

Expected unserved energy by weather year,  
Victoria 2023-24



# The average is required, but the distribution of outcomes is most useful

Probability density of forecast USE in South Australia  
2023-24, Central scenario



# Technology Combinations

Batteries have overtaken OCGT as the technology providing marginal reliability. The 2023 ES00 advised on technology combinations that could provide for reliability

**Table 11** Additional capacity required, considering a variety of technology combinations (in MW) to reduce expected USE to the reliability standard and IRM, New South Wales 2026-27

Combination	Technology type	Reliability standard of 0.002% USE	IRM of 0.0006% USE
1	Firm, unlimited capacity	250 MW	796 MW
2	Open cycle gas turbine (OCGT) <sup>A</sup>	258 MW	821 MW
3	2 hour storage <sup>B</sup>	657 MW/1,315 MWh	2,305 MW/4,610 MWh
4	4 hour storage <sup>B</sup>	312 MW/1,247 MWh	1,011 MW/4,043 MWh
5	6 hour storage <sup>B</sup>	262 MW/1,570 MWh	833 MW/5,001 MWh
6	8 hour storage <sup>B</sup>	252 MW/2,014 MWh	801 MW/6,408 MWh
7	Wind	389 MW	1,252 MW
	4 hour storage	194 MW/778 MWh	626 MW/2,503 MWh
8	Solar	477 MW	1,596 MW
	4 hour storage	238 MW/954 MWh	798 MW/3,192 MWh
9	Wind	370 MW	1,197 MW
	Solar	92 MW	299 MW
	4 hour storage	185 MW/739 MWh	599 MW/2,394 MWh

A. Assuming there is sufficient gas to operate the generator throughout potential USE periods.

B. Assuming there is sufficient energy and/or water to charge/pump ahead of potential USE periods.



For more information visit

[aemo.com.au](http://aemo.com.au)



**TOGETHER...SHAPING THE FUTURE OF ENERGY®**