

# 北海道エリアの2019年度 夏季の電力需給実績 および冬季の電力需給見通しについて

---

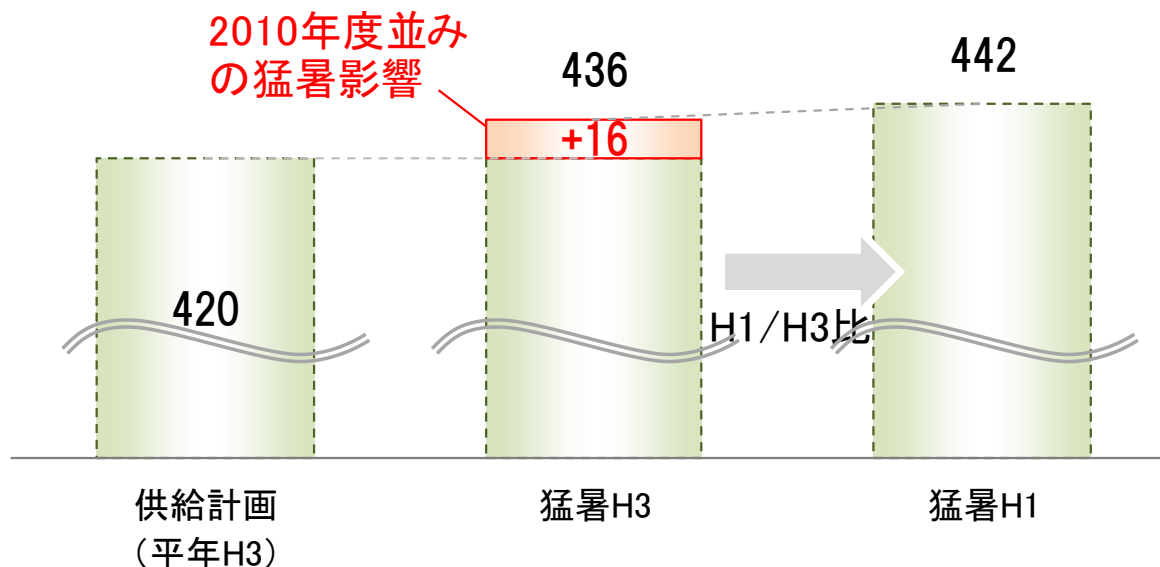
2019年10月23日  
北海道電力株式会社

# 1. 2019年度夏季（今夏）の電力需給実績

# 1 (1) 今夏の需要見通し

- 夏季の需要見通しは、需要を過去10年間で最も猛暑であった年度並みの気象条件での最大電力（猛暑H1需要）で評価することとなっており、今夏の需要見通しは2010年度並みの猛暑を前提に想定しました。
- 7・8月の猛暑H1需要は、供給計画の8月値（平年ベースの最大3日平均電力〔平年H3〕）を基に、2010年度並みの気象影響を織り込んだ結果、442万kWと想定しました。
- また、9月の猛暑H1需要は、424万kWと想定しました。

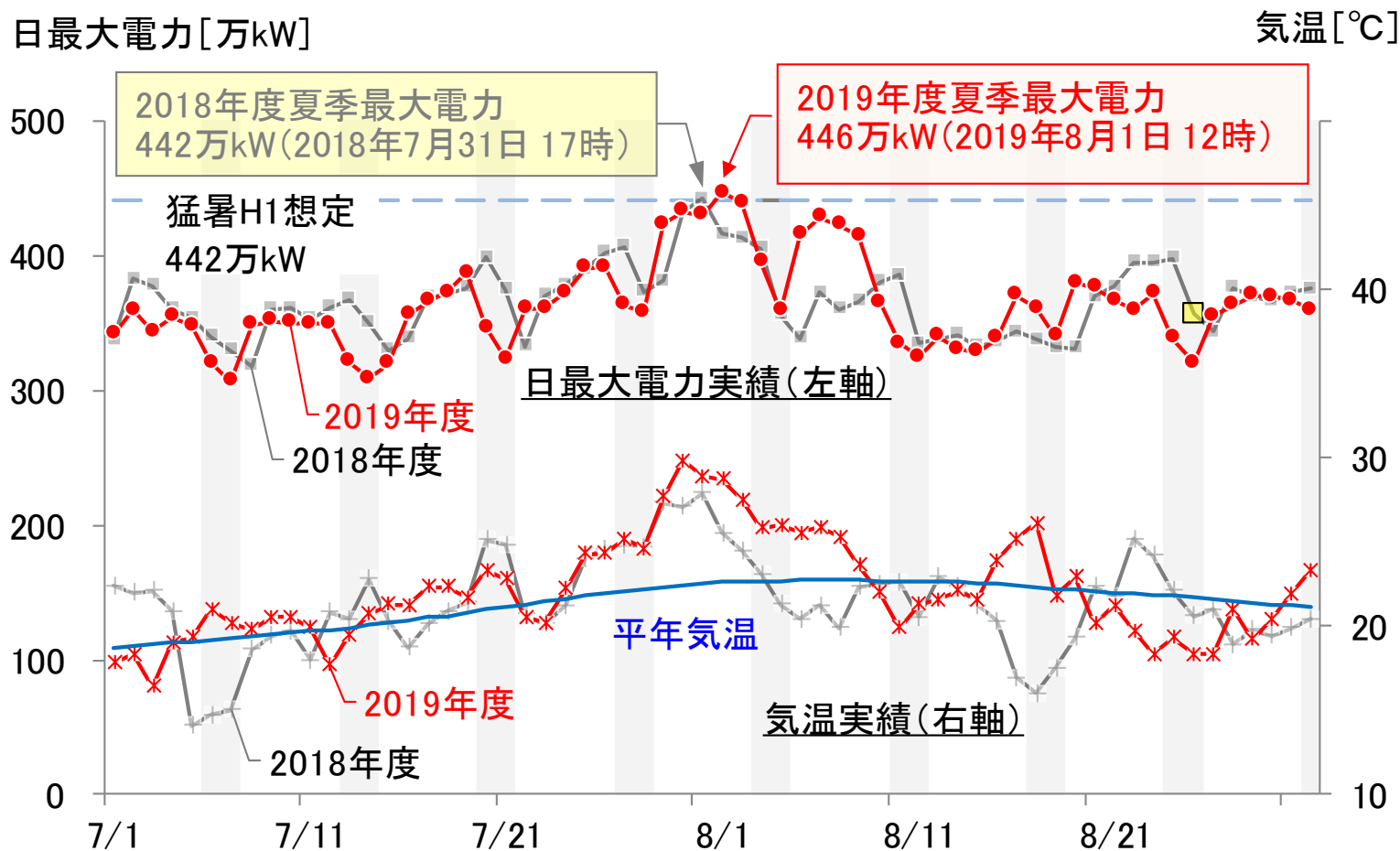
## 【需要見通し（7・8月の猛暑H1需要）】



# 1 (2) 今夏の需要実績

- 今夏の需要は、概ね見通し（442万kW）を下回って推移しましたが、7月下旬から8月上旬に高気温が続いたことなどから、8月1日に最大電力（446万kW）が発生しました。

### 【日最大電力と札幌市の日平均気温の推移】



- 供給予備率は、電力の安定供給に必要な最低限の予備率3%以上で推移しており、夏季を通じて需給は安定的に推移しました。

## 【今夏の需給実績】

	最大需要発生日 (8月1日)	予備率最小日 (8月6日)
供給力 (万kW)	534	468
最大電力 (万kW)	446	429
供給予備力 (万kW)	87	40
供給予備率 (%)	19.6	9.3

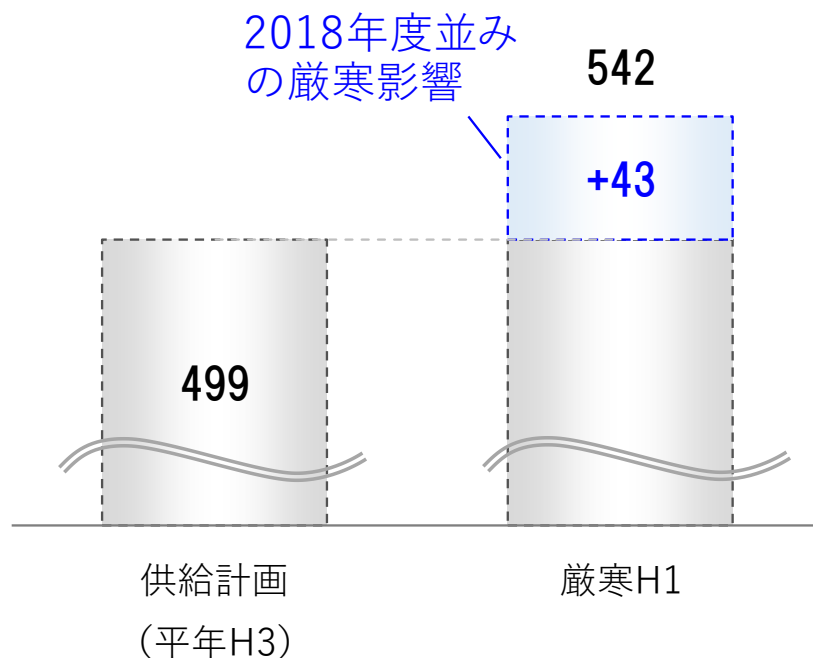
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

## 2. 2019年度冬季（今冬）の電力需給見通し

## 2 (1) 今冬の需要見通し

- 冬季の需要見通しは、需要を過去10年間で最も厳寒であった年度並みの気象条件での最大電力（厳寒H1需要）で評価することとなっており、今冬の需要見通しは2018年度並みの厳寒を前提に想定しました。
- 1・2月の厳寒H1需要は、供給計画の1月値（平年ベースの最大3日平均電力〔平年H3〕）を基に、2018年度並みの気象影響を織り込んだ結果、542万kWと想定しました。
- また、12月は519万kW、3月は482万kWと想定しました。

### 【需要見通し（1・2月の厳寒H1需要）】



## 2 (2) 今冬の需給見通し

- 北海道エリアの今冬の需給見通しは、下表のとおりです。
- 最も需給が厳しい1月においても、厳寒H1発生時の供給予備率は15.7%を想定しています。

	12月	1月	2月	3月
供給力 (万kW)	602	627	629	598
最大電力 (万kW)	519	542	542	482
供給予備力 (万kW)	83	85	87	117
供給予備率 (%)	15.9	15.7	16.1	24.2

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 電力広域的運営推進機関が、連系線の活用による各エリアの予備率の均平化、供給力の計画外停止およびエリア間の最大電力発生 of 不等時性を考慮して評価した結果においても、電力の安定供給に必要な最低限の予備率3%を確保できる見通しとなっています。

	12月	1月	2月	3月
供給力※1 (万kW)	559	563	562	552
最大電力※2 (万kW)	505	527	527	468
供給予備力 (万kW)	54	36	35	84
供給予備率 (%)	10.8	6.8	6.6	17.9

※1 連系線活用・計画外停止考慮後

※2 エリア間の最大電力発生 of 不等時性考慮後

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある



## <参考> 電力需給バランス評価の考え方

- 電力広域的運営推進機関は、各エリアの需給バランスの算定結果を基に、以下の要素を考慮して、全国および各エリアの需給バランス評価を行います。

### ○連系線活用の考慮

- ・ 連系線を空容量の範囲内で活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価

(今冬見通しでは、1月・2月は沖縄エリアを除く全国9エリアの予備率が均平化されるように、また12月・3月は東京・中部間連系設備の制約を踏まえ、東3エリア〔北海道・東北・東京〕と他のエリアでそれぞれ予備率が均平化されるように、北本連系設備等を通じた送電・受電を考慮しています)

### ○計画外停止の考慮

- ・ 供給力の一部が計画外停止等により、実際の運用断面で供給力に見込めない可能性を考慮し、あらかじめ供給力に計画外停止率を乗じて算定

(今冬見通しでは、計画外停止率を▲2.6%に設定)

### ○最大需要発生の不等時性の考慮

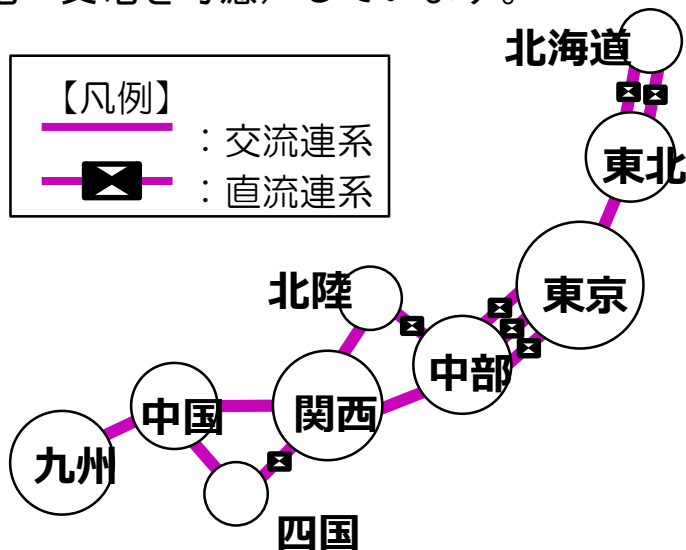
- ・ 最大需要発生日時はエリアごとに異なり、ブロックにおける最大需要は各エリアの最大需要の合計より小さくなることから、エリアの需要想定(猛暑・厳寒H1)に両者の比(需要減少率)を乗じて算定

(今冬見通しでは、1月・2月は▲2.64%〔沖縄エリアを除く全国9エリアで評価〕、12月・3月は▲2.79%〔東3エリアで評価〕と設定)

# <参考> 電力需給バランス評価の考え方

## ○ 連系線活用の考慮

- ・ 連系線を空容量の範囲内で活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価（北本連系設備等を通じた送電・受電を考慮）しています。



1月・2月

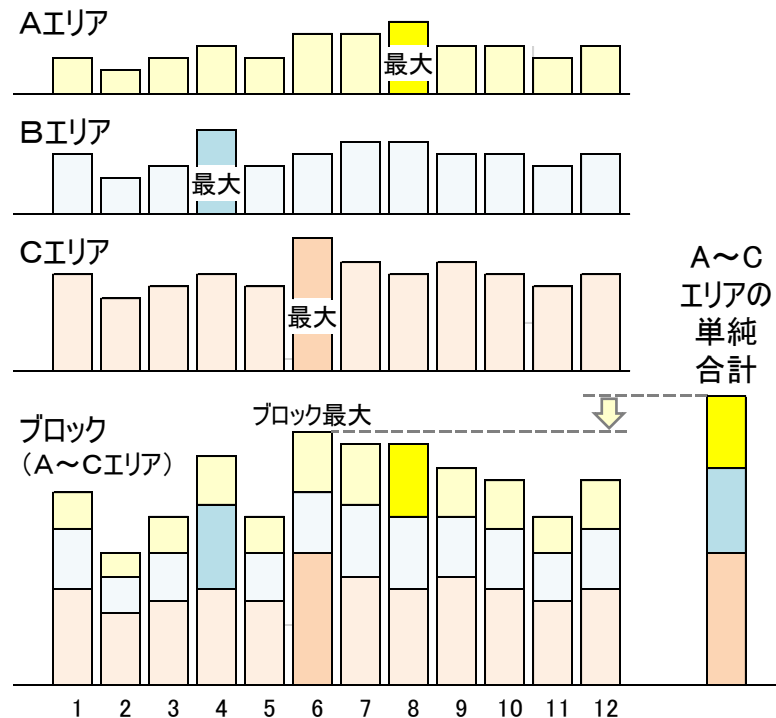
沖縄エリアを除く全国9エリアで評価

12月・3月

東京・中部間連系設備の制約を踏まえ、東3エリア  
〔北海道・東北・東京〕と他のエリアでそれぞれ評価

## ○ 最大需要発生 の 不等時性

- ・ 複数エリアを一つのブロックで評価する場合、ブロックの最大需要（以下の例では6日の各エリアの需要の合計）は、各エリアの最大需要の合計より小さくなることから、両者の比を考慮するものです。



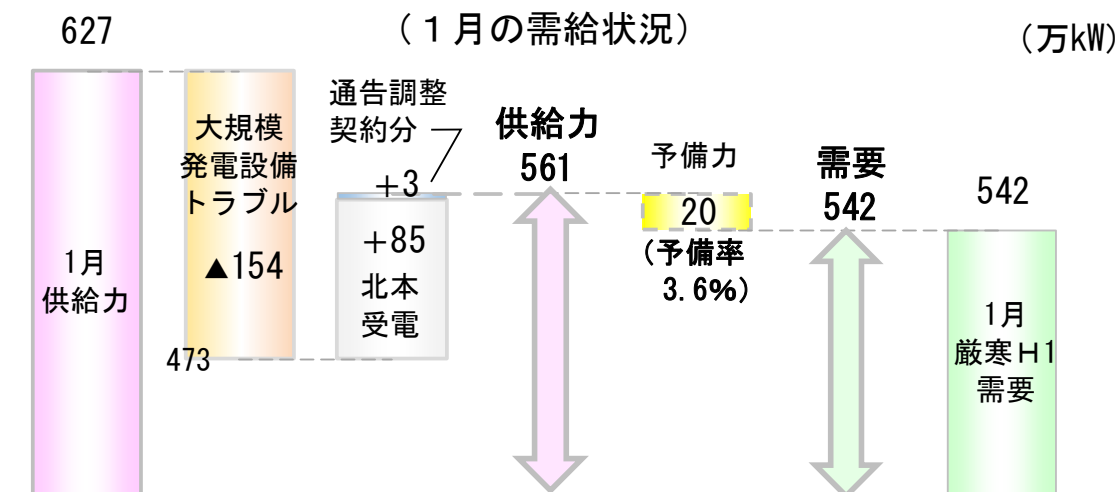
## 2 (3) 大規模な計画外停止発生時の状況

- 北海道の冬季の厳しい気象状況を踏まえ、大規模な発電設備の計画外停止の発生※<sup>1</sup>を想定したケースにおける需給状況を確認しました。
- この場合でも、北本連系設備からの受電と通告調整契約※<sup>2</sup>の織り込みにより、電力の安定供給に必要な最低限の供給予備率3%以上を確保できる見通しです。

※<sup>1</sup> 154万kW（苫東厚真発電所1・2・4号機の供給力相当〔送電端〕）の設備トラブルを想定

※<sup>2</sup> 万一の需給ひっ迫が発生もしくは見込まれる場合に要請により電気の使用を抑制する契約

	12月	1月	2月	3月
供給力（万kW）	537	561	564	503
最大電力（万kW）	519	542	542	482
供給予備力（万kW）	17	20	22	21
供給予備率（%）	3.3	3.6	4.1	4.4



※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

### 3. まとめ

- 今夏の需給実績は、需要が高気温により見通し442万kWを上回る446万kWを記録しましたが、需給は夏季を通じて安定して推移しました。節電のご協力に厚くお礼申し上げます。
- 今冬の需給見通しは、最も厳しい1月で供給予備率は15.7%となり、電力広域的運営推進機関による評価とあわせて、電力の安定供給に必要な最低限の予備率3%を確保できる見通しです。
- また、北海道の冬季の厳しい気象状況を踏まえ、大規模な発電設備の計画外停止の発生を想定した場合でも、北本連系設備からの受電と通告調整契約の織り込みにより、電力の安定供給に必要な最低限の供給予備率3%以上を確保できる見通しです。
- 当社は、北海道における電力の安定供給に向け、引き続き発電設備や送変電設備の保守・点検を行ってまいります。
- お客さまにおかれましては、引き続き無理のない範囲での節電にご理解・ご協力いただきますようお願いいたします。