

# 今冬の電力需給見通しについて

2012年10月12日  
北海道電力株式会社

## 目 次

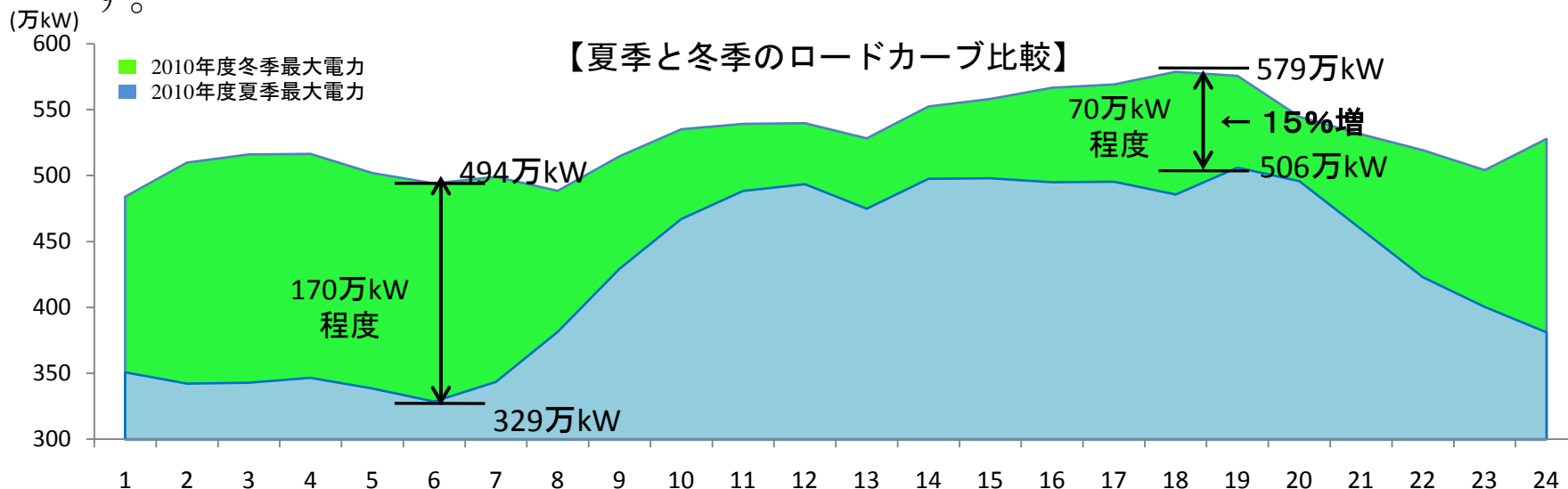
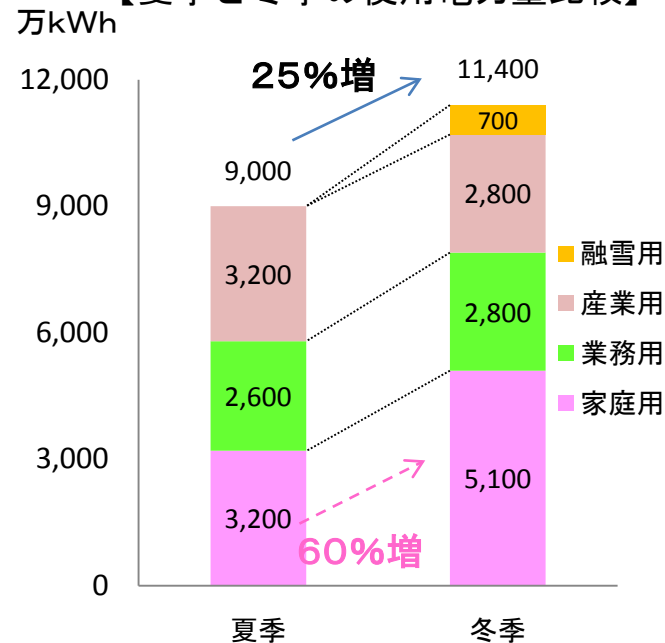
1. 冬季の需要の特徴 .....	1
2. 2012年度最大電力想定のお考え方 .....	4
3. 今冬における供給力の確保 .....	7
4. 発電設備の運用状況 .....	13
5. 北本連系設備の役割 .....	17
6. 今冬における需給状況 .....	23
7. 今冬における需要対策 .....	25
8. 当社の収支状況 .....	30
9. まとめ .....	31

# 1. 冬季の需要の特徴(1)

## 〔電力需要〕

- ・ 冬季においては、融雪・暖房機器の稼働が一日を通じて高まるため、電力需要は夏季より大きくなり、かつ、高い水準で一日中継続します。
- ・ 夏季と比較した場合、最大電力では15%、電力量では25%程度の増加となります。
- ・ 特に、電力量では家庭用が夏季より60%程度増加するとともに、ロードヒーティングやルーフヒーティングの使用もあり、需要が増加します。

【夏季と冬季の使用電力量比較】



# 1. 冬季の需要の特徴(2)

## 〔厳しい気候への対応〕

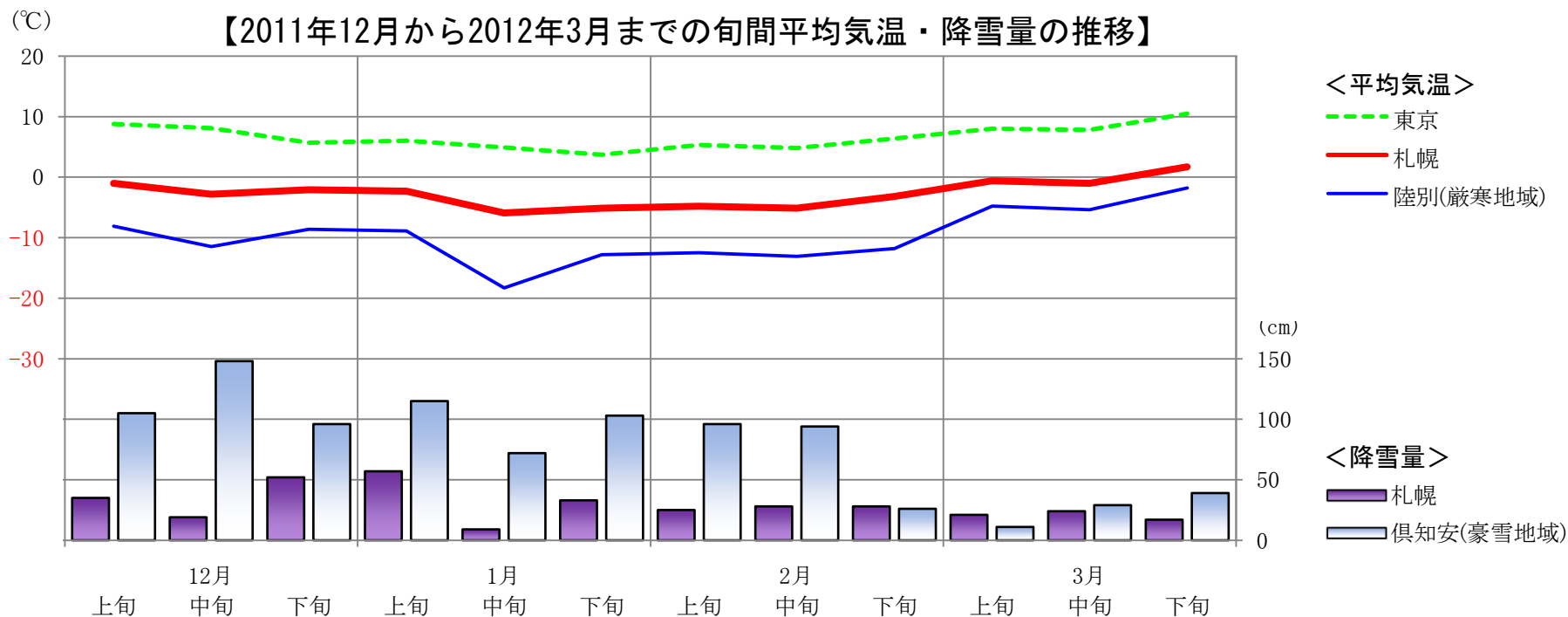
- ・冬季の北海道においては、厳しい気候に対応するため、電気を欠かすことができません。

項目		概要
厳寒	暖房 (約242万世帯)	冬季の北海道では最高気温が0℃に届かない日が続きます。 灯油やガスによる暖房も、送風ファンや給油ポンプに電気を使用しています。
	凍結防止 ヒーター	寒い日には水道管や外置きの機器が凍結する恐れがあります。凍結防止ヒーターは水道管の破損や外置き機器の不作動を防止するために広く利用されています。
凍結	鉄道ポイント ヒーター (約400箇所)	鉄道ポイントヒーターは、レールの隙間にたまる雪を融かしてポイント不転換を防止し、冬季における安定的な鉄道輸送の確保に大きな役割を果たしています。
	ルーフ ヒーティング (約3万箇所)	積雪量は札幌で1m前後、多い場所では3m前後となり、家屋の倒壊・損傷やすがもりを避けるため、ルーフヒーティングが施設されています。
積雪	ロード ヒーティング (約8万箇所)	電気(約5万箇所)、灯油(約3万箇所)、ガス(約100箇所)によるロードヒーティングは、車道・歩道・駐車場などに施設されています。 (ガスや灯油のロードヒーティングも制御および循環ポンプの駆動に電気を使用します。)

# 1. 冬季の需要の特徴(3)

## [北海道の冬季の気候]

- 北海道の冬は、本州よりも気温が低く、1月中旬～2月中旬の札幌では最低気温がマイナス10度程度の厳しい寒さとなります。また、内陸部では最低気温がマイナス20度を下回る地域もあります。したがって、北海道では本州よりも暖房機器の稼働が多くなります。
- 北海道は、年間降雪量が札幌で5m前後、多い地域では10mを超える雪の多い地域です。したがって、冬季には融雪用機器の稼働が多くなります。



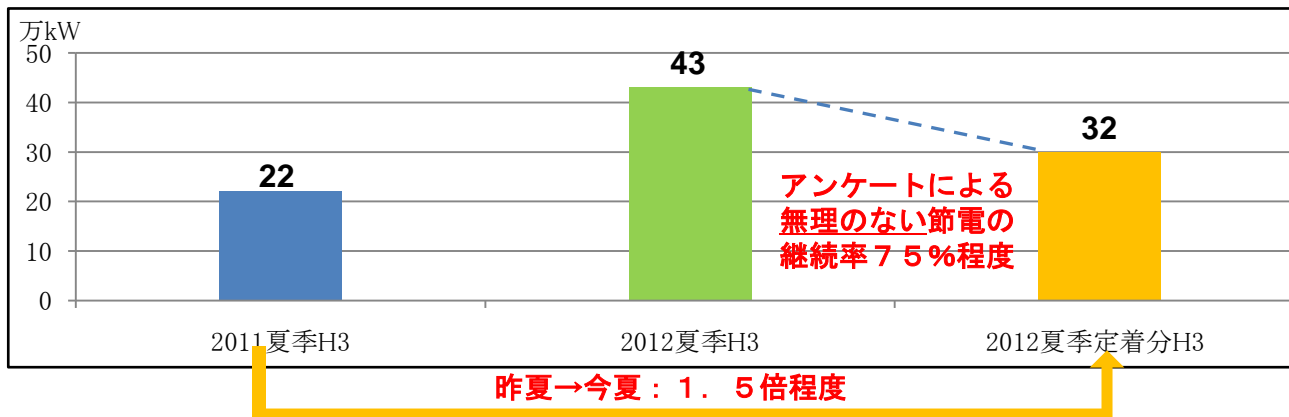
## 2. 2012年度最大電力想定の方考え方(1)

[2012年度夏季・冬季の定着した節電の方考え方]

### ■2012年度夏季の定着した節電の方考え方

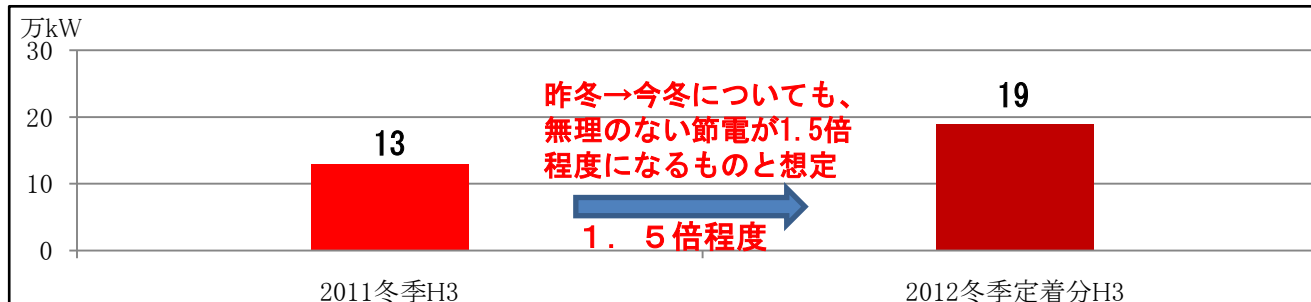
- ・ 2012年度夏季の節電影響43万kWのうち、アンケート結果を基に、定着した節電影響分32万kWを算出しました。

→2011年度夏季から2012年度夏季にかけて、定着した節電影響は1.5倍程度増加



### ■2012年度冬季の定着した節電の方考え方

- ・ 2011年度冬季から2012年度冬季についても、定着した節電影響は1.5倍程度となると想定しました。



## 2. 2012年度最大電力想定のお考え方(2)

### 〔厳寒時における気象影響のお考え方〕

- ・当社では、冬季における電力需要に与える気象影響の指標として、気温に加え降水量（降雪量）を採用しています。
- ・2012年度冬季における厳寒時の最大電力想定にあたっては、気象条件が厳しかった2010年度の最大3日平均電力（H3）発生日の日平均気温と降水量を考慮し、気象影響量を11万kWと見込みました。

[万kW]

	日平均気温	降水量	合計
2010年度の気象影響量	7	4	11

(参考) 一昨年度および昨年度のH3発生日における日平均気温と降水量

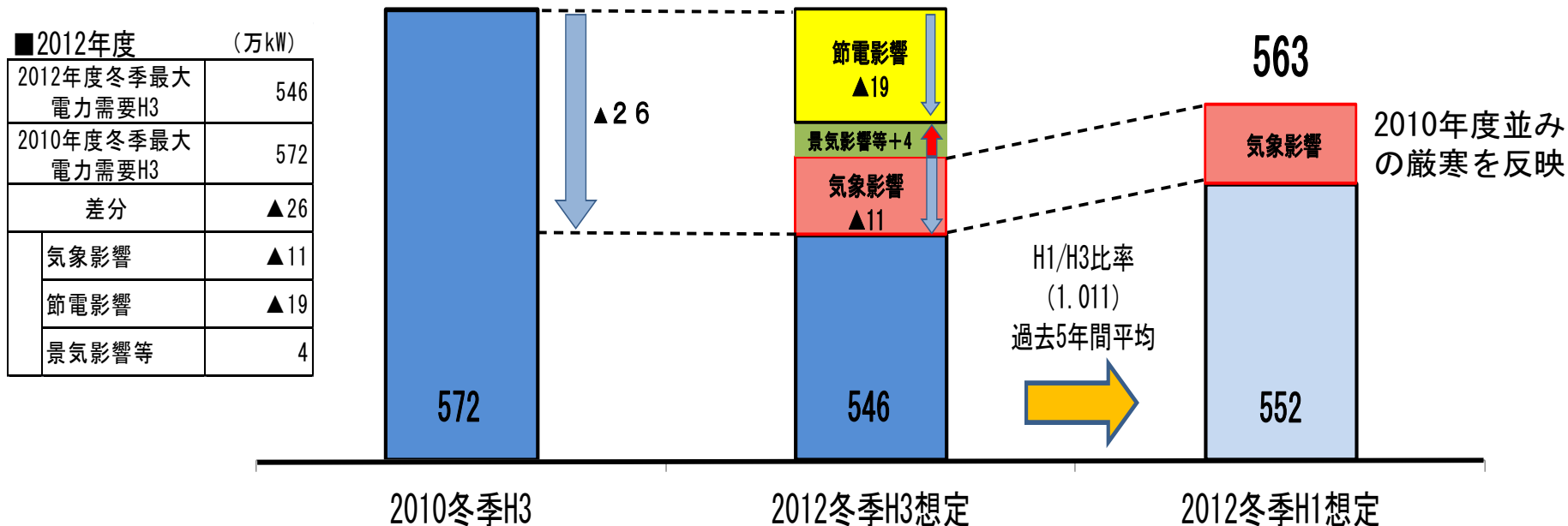
	日平均気温 [°C]	降水量※ [mm/h]
2010年度	-7.6	0.75
2011年度	-7.2	0.46

※降水量は、ピーク時間の3時間前からの降水量の時間平均値  
(例：18時ピークの場合、15時から18時の降水量の平均値)

## 2. 2012年度最大電力想定の方考え方(3)

### 〔2012年度の最大電力想定〕

・ 前述の考え方をふまえた2012年度の最大電力想定は以下のとおりです。



○2012年度の1日最大電力 (H1) は、2010年度並みの厳寒を前提として、563万kWと想定しました。



### 3. 今冬における供給力の確保(1)

[火力発電所の供給力の状況について]

[万kW]

発電所		出力	2月供給力	備考
奈井江	1号機	17.5	17.5	
	2号機	17.5	17.5	
砂川	3号機	12.5	24.4	河川水位低下に伴う取水量低下による出力低下
	4号機	12.5		
苫東厚真	1号機	35.0	35.0	
	2号機	60.0	60.8	増出力+0.8万kW(12月から)
	4号機	70.0	71.8	増出力+1.8万kW(12月から)
苫小牧	1号機	25.0	25.0	
伊達	1号機	35.0	69.3	潮位の影響に伴う取放水量温度差制約による出力低下
	2号機	35.0		
知内	1号機	35.0	35.0	
	2号機	35.0	36.7	今夏からの増出力+1.7万kW
音別	1号機	7.4	7.4	
	2号機	7.4	7.4	
離島一括		1.7	1.7	
苫小牧	2~83号機	7.4	7.4	今夏7.4万kW設置(緊急設置電源)
南早来	1~72号機	7.4	7.4	今冬7.4万kW追加設置(緊急設置電源)
合計		421.3	424.4	

今冬に向けた供給力対策

今冬出力低下が想定されるもの

今夏から継続する供給力対策

○火力発電所については、苫東厚真発電所の増出力や4号機の定検終了、緊急設置電源の追加設置などにより、**8月供給力(329万kW)と比べて95万kW程度増加**いたします。

○今冬は、定期点検や補修の繰り延べにより火力発電設備を全機稼働いたします。

### 3. 今冬における供給力の確保(2)

[水力発電所の供給力の状況について]

[万kW]

発電所		出力	2月供給力	備考
新冠	1号機	10.0	7.7	冬季の水量減に伴うダム水位低下、落差減少による出力低下
	2号機	10.0	7.7	
高見	1号機	10.0	9.1	冬季の水量減に伴うダム水位低下、落差減少による出力低下
	2号機	10.0	9.1	
揚水計		40.0	33.6	
雨竜		5.1	5.1	
金山		2.5	2.5	
貯水池計		7.6	7.6	
自流式		76.2	40.1	
合計		123.8	81.3	

今冬出力低下が想定されるもの

○水力発電所については、新冠発電所1号機の補修終了などにより、**8月供給力(72万kW)と比べて9万kW程度増加**いたします。

[地熱発電所の供給力の状況について]

発電所		出力	2月供給力	備考
森		2.5	1.7	蒸気量減少による出力低下
合計		2.5	1.7	

### 3. 今冬における供給力の確保(3)

[他社・融通の供給力の状況について]

電源	種別等	発電所		出力[万kW]	2月供給力[万kW]	
火力	IPP 共同火力	新日本製鐵 室蘭製鐵所中央	第5号発電設備 (14.5) ※1	10.0	10.0	
		日本製紙	釧路工場 (8.8) ※1	8.0	8.0	
		北海道パワーエンジニアリング 苫小牧共同	3号機 (25) ※1	24.3	24.3	
		その他 (10万kW未満計)		6.7	6.7	
	自家発 ※2			9.2	9.2	
	小計			58.2	58.2	
水力	卸電気	電源開発		幌加	1.0	29.0
				糠平	4.2	
				芽登第一	2.7	
				芽登第二	2.8	
				足寄	4.0	
				本別	2.5	
				熊牛	1.5	
	公営	北海道企業局		桂沢	1.5	
				二股	1.5	
				滝下	1.7	
				岩尾内	1.3	
	ほくてんエコエナジー		ポンテシオ	1.1		
	その他 (1万kW未満計)		虻田	2.0		
小計			7.0			
小計			35	29.0		
融通等	融通、その他		応援融通	—	0.0	
			その他 ※2	—	1.3	
	小計			—	1.3	
合計			93	88.5		

※1 当該発電所の設備容量合計値。当社は、発電電力の一部を購入している。

※2 「火力・自家発」には道内からの自家発余剰購入分のみを記載し、道外からの受電分4万kWは「融通、その他—その他」に計上

### 3. 今冬における供給力の確保(4)

〔今冬の火力・水力発電所の定期検査・補修停止計画〕

		12月	1月	2月	3月	
火力	知内1号(35万kW)	定期事業者検査:次年度以降へ繰り延べ				4月19日
火力	奈井江1号(17.5万kW)		1月1日		定期事業者検査 3月24日 7月21日	
水力	滝里(5.7万kW)	9月3日	補修停止(水車発電機修繕)			3月15日

○冬季における供給力を最大限確保するため、知内1号の定検を次年度以降に繰り延べることといたしました。

○水力発電所につきましては、滝里発電所を水車発電機修繕のために停止することといたしました。これは、水車可動羽根の部品が寿命限界となっており、部品の損傷によって水車ランナボス※への浸水に伴う長期間の計画外停止のリスクが高いことから、補修作業を繰り延べることはできないと判断したことによります。

※水車ランナボス:水車可動羽根の操作機構を覆う表面カバー

### 3. 今冬における供給力の確保(5)

#### 〔供給力対策〕

#### ①緊急設置電源の追加導入

- ・既に運用開始した苫小牧発電所設置分（約7.4万kW）に加え、南早来変電所（安平町）に7.4万kW程度を追加導入します。（12月上旬運用開始予定）

#### ②燃料輸送の増加

- ・知内発電所（1・2号：各35万kW）向け燃料輸送に用いる内航船を1隻追加し、2隻から3隻体制といたします。これにより冬季における利用率をほぼ100%に高められる見込みです。
- ・音別発電所（1・2号：各7.4万kW）向け燃料輸送に用いるタンクローリーを追加手配し、燃料輸送能力拡大の目途が立ちました。



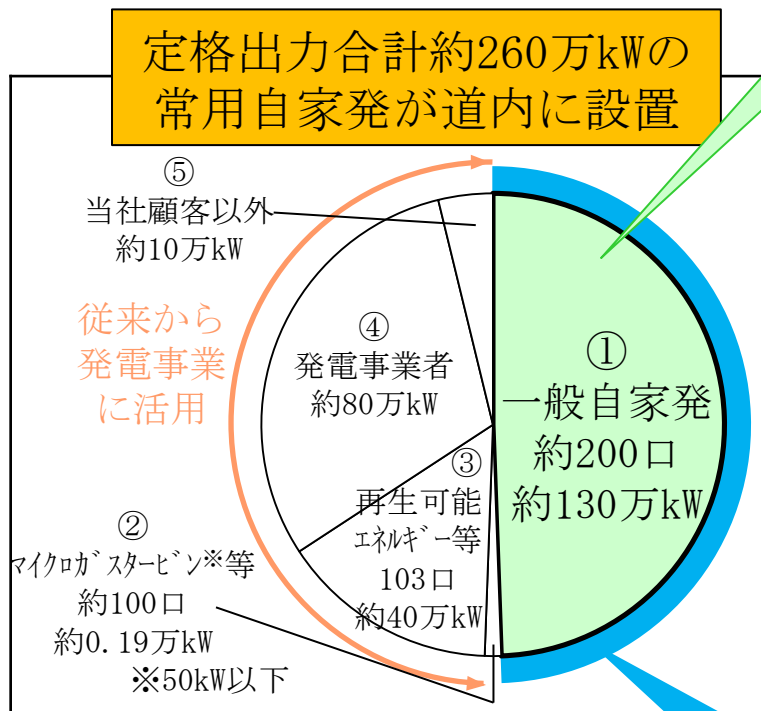
【写真】 苫小牧発電所に設置した緊急設置電源



【写真】 知内発電所全景と燃料受入れバース

### 3. 今冬における供給力の確保(6)

〔他社・自家発の供給力の状況について〕



今冬にむけて、昨冬・今夏に増出力が不可能だったお客さまを含めて、発電出力や業務用・産業用を問わず、**お客さま全数を訪問**しております。

お客さまには、増出力が可能か確認のうえ、余剰電力の購入に加えて、需給調整契約の通告調整契約や操業調整契約へのご協力をお願いしております。

今のところの契約見込みは下表のとおりです。

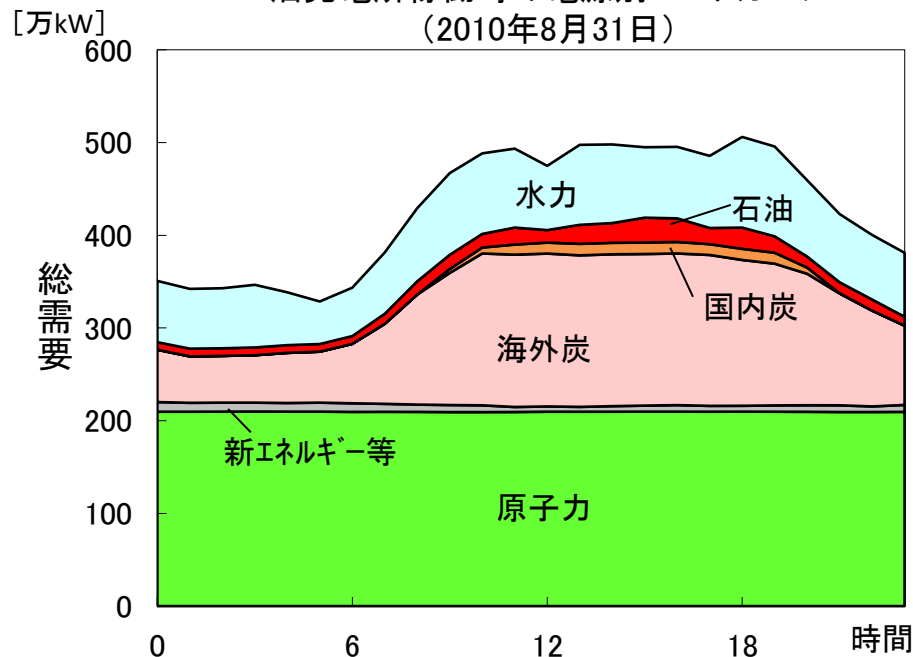
お客さまとの契約	昨冬実績		今冬見込み		(参考)今夏実績	
余剰電力購入(供給力)	5口	7万kW程度	約10口	13万kW程度	9口	16万kW程度
通告調整契約(需要抑制)	14口	4万kW程度	約10口	1万kW程度	6口	1万kW程度
操業調整契約(需要抑制)	—	—	約60口	6万kW程度	38口	5万kW程度
合計	19口	11万kW程度	約80口	20万kW程度	53口	22万kW程度

※kWは契約値を記載。余剰電力購入には道外からの受電分を含む。

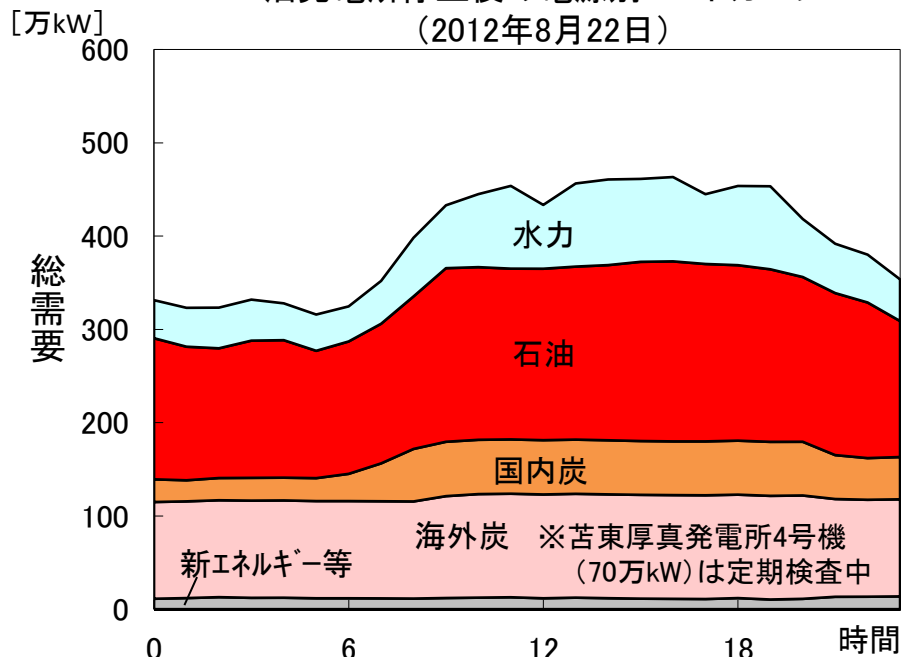
## 4. 発電設備の運用状況(1)

### 〔火力発電設備の稼働状況〕

泊発電所稼働時の電源別ロードカーブ  
(2010年8月31日)



泊発電所停止後の電源別ロードカーブ  
(2012年8月22日)



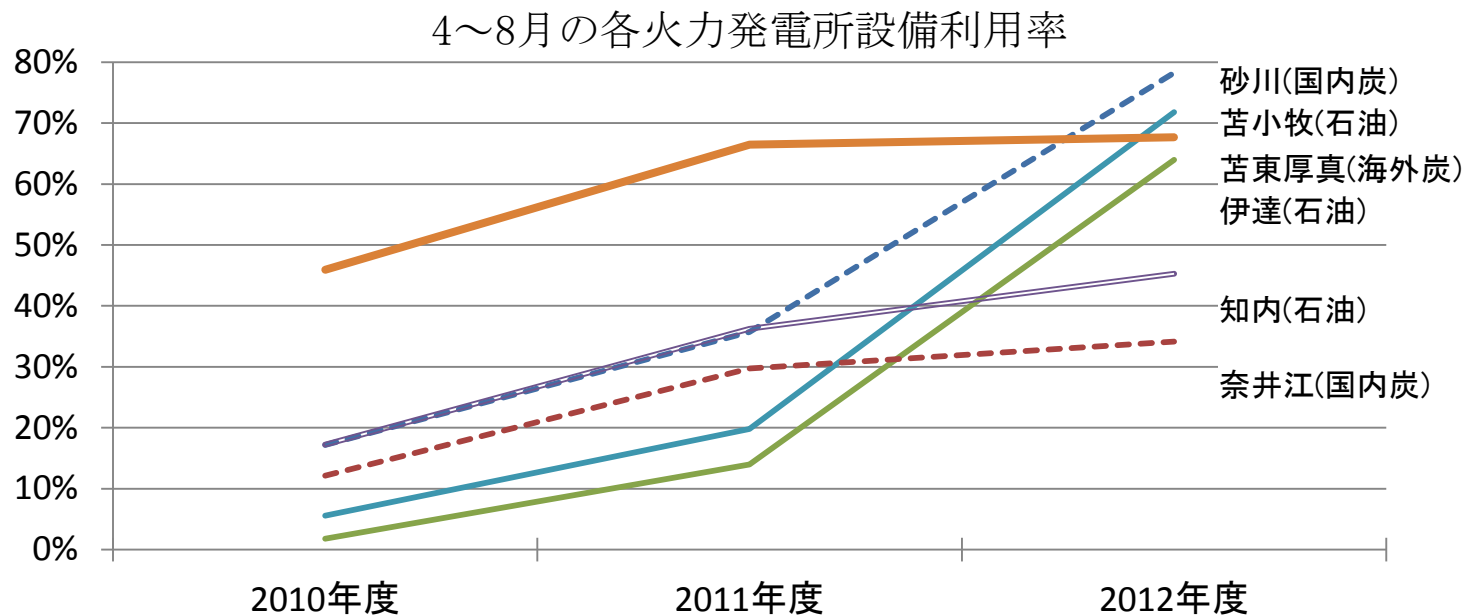
○石油火力は、本来需要の高い時間帯を中心に運転するピーク電源の位置づけとしておりますが、泊発電所の停止により稼働が大幅に増加しており、現在は、常時高出力で運転するベース電源としての運用となっております。

○海外炭火力は、泊3台運転時に出力調整も行っていましたが現在フル出力での連続運転となっています。

○国内炭火力も、ピーク電源であったものが、現在は夜間以外は高出力で運転するミドル電源として運用しています。

## 4. 発電設備の運用状況(2)

### 〔火力発電所の設備利用率の状況(4～8月)〕



※ 2011年6月15日～10月25日：苫東厚真2号機定期事業者検査

※ 2012年5月20日～10月22日(終了予定)：苫東厚真4号機定期事業者検査

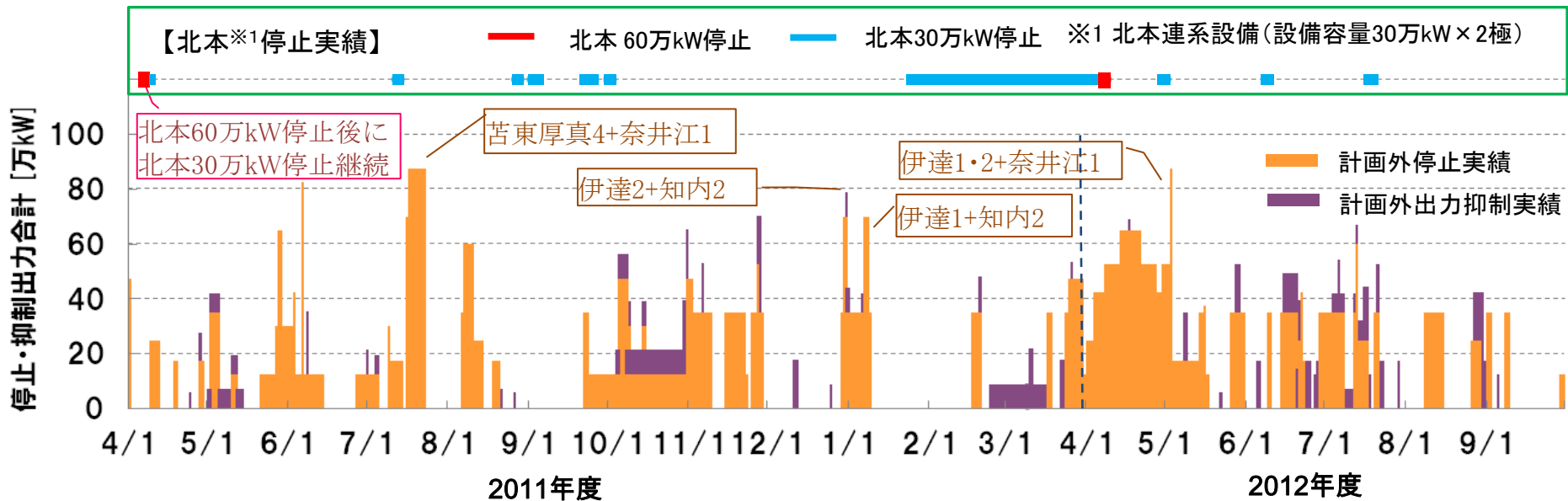
- 2011年は、泊1号機が4月から、泊2号機が8月から定期検査により停止したことにより、石油火力および国内炭火力の利用率が2010年より増加しました。
- 2012年は、これに加え、泊3号機が5月から定期検査により停止したことから、石油火力および国内炭火力の利用率は2011年よりもさらに増加しています。
- 伊達・苫小牧発電所については、2012年度はベース電源である海外炭火力並みの利用率となっています。



## 4. 発電設備の運用状況(3)

### 〔発電設備の計画外停止・計画外出力抑制実績〕

【2011年度以降の火力発電設備の計画外停止・計画外抑制出力と北本連系設備停止の推移】



- 昨年度における発電設備の計画外停止・計画外出力抑制の平均値は31万kWでした。
- 加えて、発電設備が複数台停止し、停止量が最大で96万kWとなった事例や、発電設備と北本連系設備が同時に停止した事例もありました。
- また、当社火力発電設備における計画外停止・計画外出力抑制の発生件数を4～9月実績と比較すると、昨年度29件(出力減少平均値14万kW)に対し、今年度は45件(同23万kW)と1.6倍に急増しております。

## 4. 発電設備の運用状況(4)

### 〔発電設備の計画外停止・計画外出力抑制の発生状況〕

過去5年間における発電設備の計画外停止・計画外出力抑制の発生状況

[万kW]

年度	年度平均値	年度の最大値
2007	38	128
2008	35	115
2009	27	132
2010	36	137
2011	31	96

- 過去5年間において、発電設備の計画外停止は年間平均で30～40万kW程度発生しています。
- また、計画外停止・計画外出力抑制の最大値は100万kW以上発生することもあります。

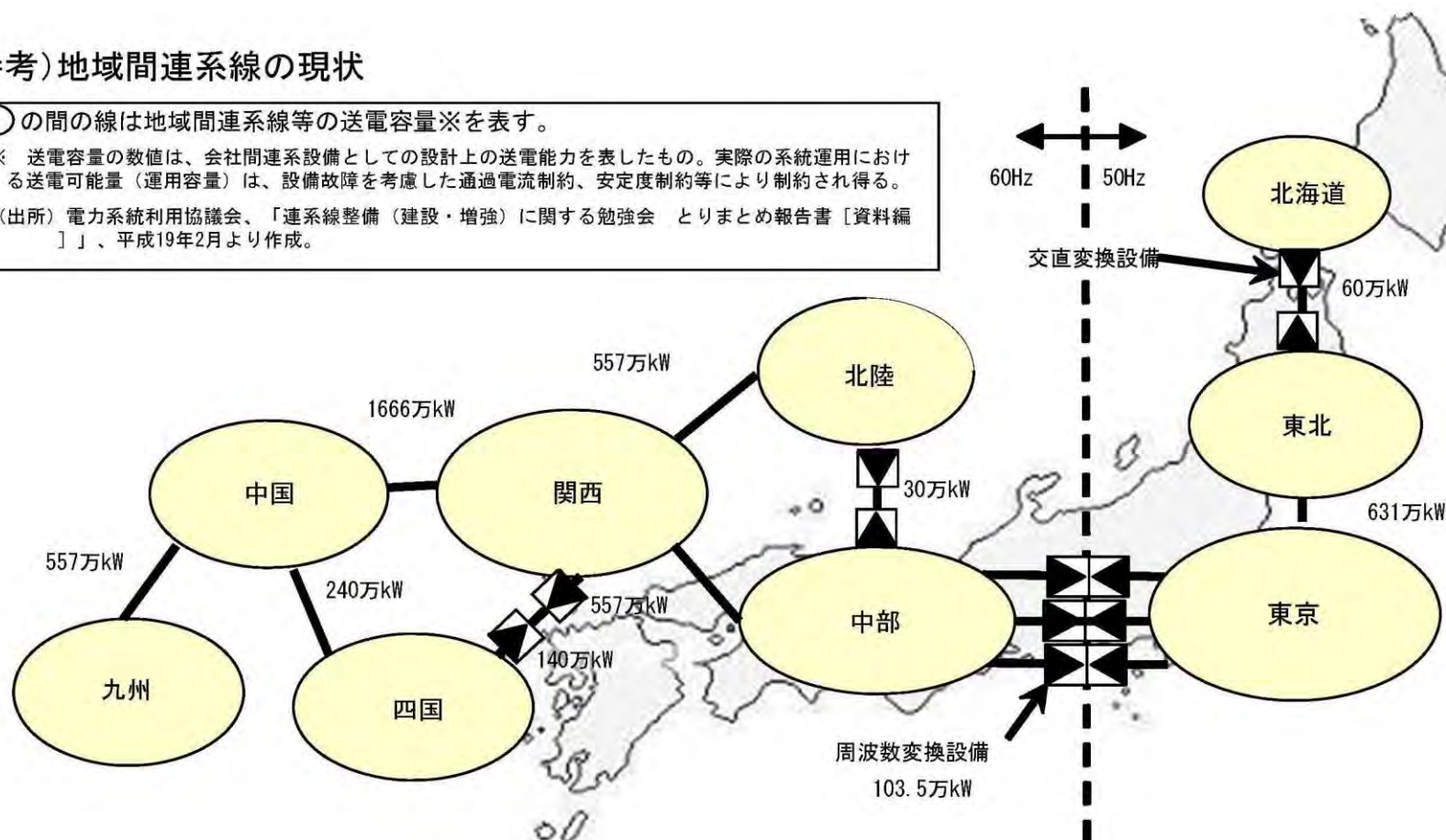
# 5. 北本連系設備の役割(1)

[国内の電力系統]

- ・ 北海道は、小容量(60万kW)の北本連系設備のみの1点連系です。
- ・ 電力他社は、複数あるいは大容量の連系線でつながっています。

(参考) 地域間連系線の現状

○の間の線は地域間連系線等の送電容量※を表す。  
 ※ 送電容量の数値は、会社間連系設備としての設計上の送電能力を表したもの。実際の系統運用における送電可能量(運用容量)は、設備故障を考慮した通過電流制約、安定度制約等により制約され得る。  
 (出所) 電力系統利用協議会、「連系線整備(建設・増強)に関する勉強会 とりまとめ報告書[資料編]」、平成19年2月より作成。



※ 経済産業省「第1回需給検証委員会」(2012年4月23日)の資料から作成。

## 5. 北本連系設備の役割(2)

### 〔北本連系設備設置の目的と電源脱落対策〕

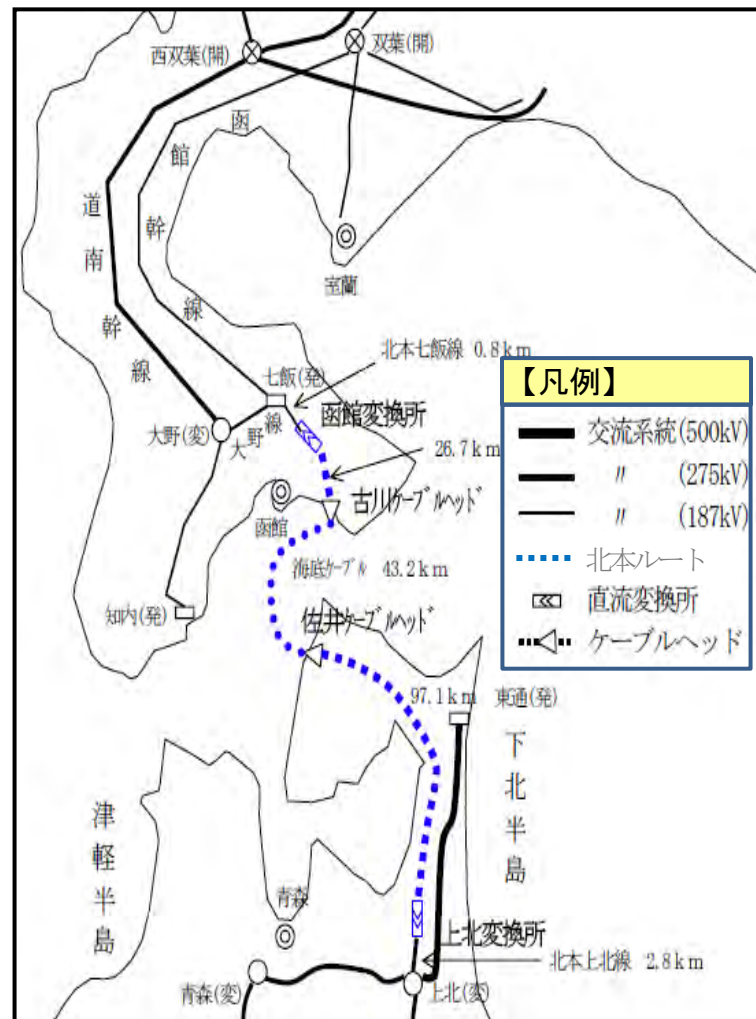
#### ➤ 北本連系設備設置の目的

- 北海道エリアの系統信頼度向上
- 東地域3社（北海道電力、東北電力、東京電力）の需給不均衡時における相互の緊急応援、供給予備力の節減、周波数の安定維持

#### 【北本連系設備増強の経緯】

- 第1期 15万kW  
1979（昭和54）年12月
- 第2期 30万kW（15万kW増設）  
1980（昭和55）年6月増設
- 第3期 60万kW（30万kW増設）  
1993（平成5）年3月増設

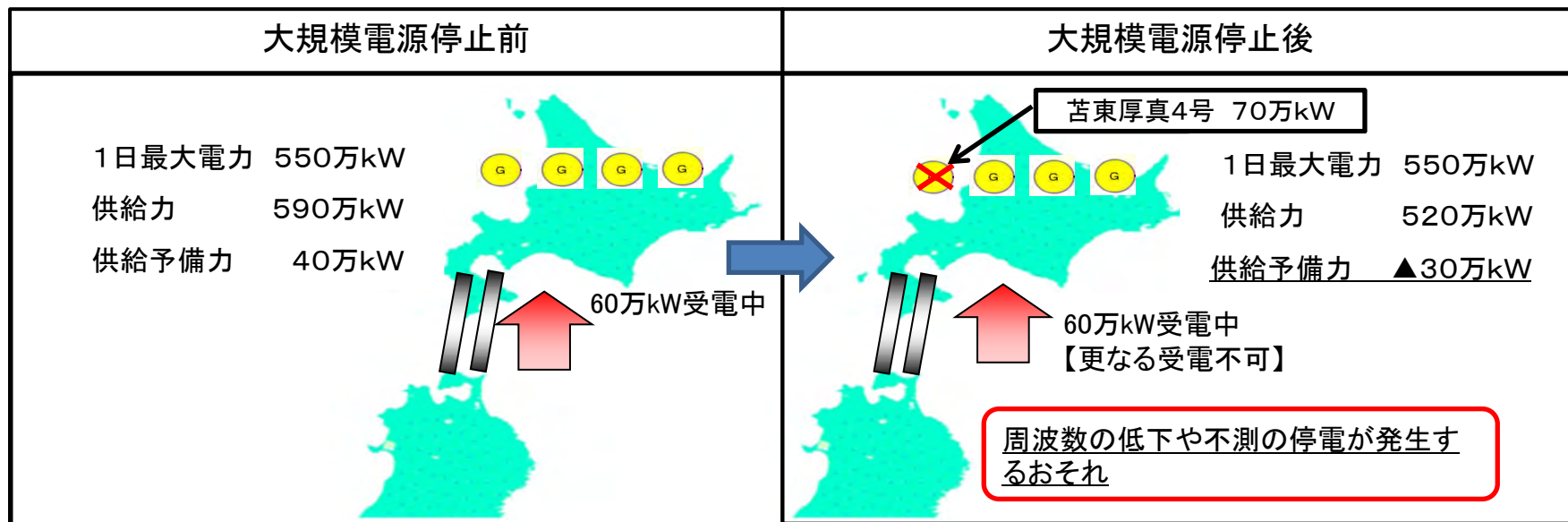
電源開発(株)所有設備



## 5. 北本連系設備の役割(3)

〔北本連系設備平常時の運用の考え方〕

注: 数値は今冬の例



- 北海道エリアにおいて供給力が不足した場合、北本連系設備を通じて本州系統から受電し、北海道内の安定供給を確保します。
- このため、設備容量の全量にあたる60万kWを事前に受電している際に、道内の電源が脱落すると本州側からの更なる融通受電は不可能となります。
  - ➡ 系統状況によっては、周波数の低下や不測の停電が発生するおそれもあります。
- したがって、平常時は電源脱落時等に本州側からの受電が可能となるよう、北向きに一定の追加送電容量を確保する必要があります。

## 5. 北本連系設備の役割(4)

### [北本連系設備の停止実績(2009～2011年度)]

[片極停止(▲30万kW)]

停止期間		停止日数 (日)	火力停止・出力抑制量 (期間中最大、万kW)	火力停止・出力抑制内訳
自	至			
2009/8/10	2009/8/10	1	8	苫東厚真4出力抑制(▲8)
2009/9/19	2009/9/20	1	0	
2009/10/13	2009/10/13	1	60	苫東厚真2停止(▲60)
2009/11/10	2009/11/11	2	0	
2010/5/31	2010/6/1	1	3	IPP出力抑制(▲3)
2010/11/9	2010/11/10	1	35	伊達2停止(▲35)
2011/4/8	2011/4/9	1	30	苫小牧停止(▲25)、IPP停止(▲5)
2011/7/12	2011/7/12	1	18	奈井江1停止(▲18)
2011/8/27	2011/8/28	1	2	苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/9/2	2011/9/4	2	2	苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/9/22	2011/9/25	3	37	知内2停止(▲35)、苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/10/1	2011/10/2	2	15	砂川3停止(▲13)、苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2012/1/25	2012/4/6	67(2011年度)	60	伊達2停止(▲35)、苫小牧共同火力停止(▲25)

[双極停止(▲60万kW)]

停止期間		停止日数 (日)	火力停止・出力抑制量 (期間中最大、万kW)	火力停止・出力抑制内訳
自	至			
2009/8/13	2009/8/13	1	18	奈井江2停止(▲18)
2009/8/28	2009/8/28	1	0	
2009/10/23	2009/10/24	1	35	知内2停止(▲35)
2010/12/18	2010/12/18	1	26	苫小牧共同火力停止(▲25)、IPP出力抑制(▲1)
2011/3/11	2011/3/13	2 (東日本大震災)	72	苫小牧停止(▲25)、苫小牧共同火力停止(▲25) 奈井江1停止(▲18)、伊達2出力抑制(▲4)
2011/4/7	2011/4/8	1	0	

○北本連系設備は年間数回程度の停止が発生しており、火力発電設備の計画外の停止や出力抑制が重複して発生する場合があります。

## 5. 北本連系設備の役割(5)

### 〔海底ケーブル予備線布設の目的〕

- ・電源開発(株)による海底ケーブル全区間の布設状況調査(2007～2008年)において、ケーブルに錨が掛かっている状態や局部曲り(第1極ケーブルのみ)等が発見されました。
- ・第1極ケーブルに局部曲りの大きなストレスがかかっている状態のため、放置した場合に設備障害が発生し、使用不能となることが考えられることから、連系容量確保に向けた措置としてケーブル1条を布設しました。
- ・現在、布設したケーブルの運用開始に向けた最終確認試験の諸準備を行っているところで、12月初旬までには使用可能となる見込みです。

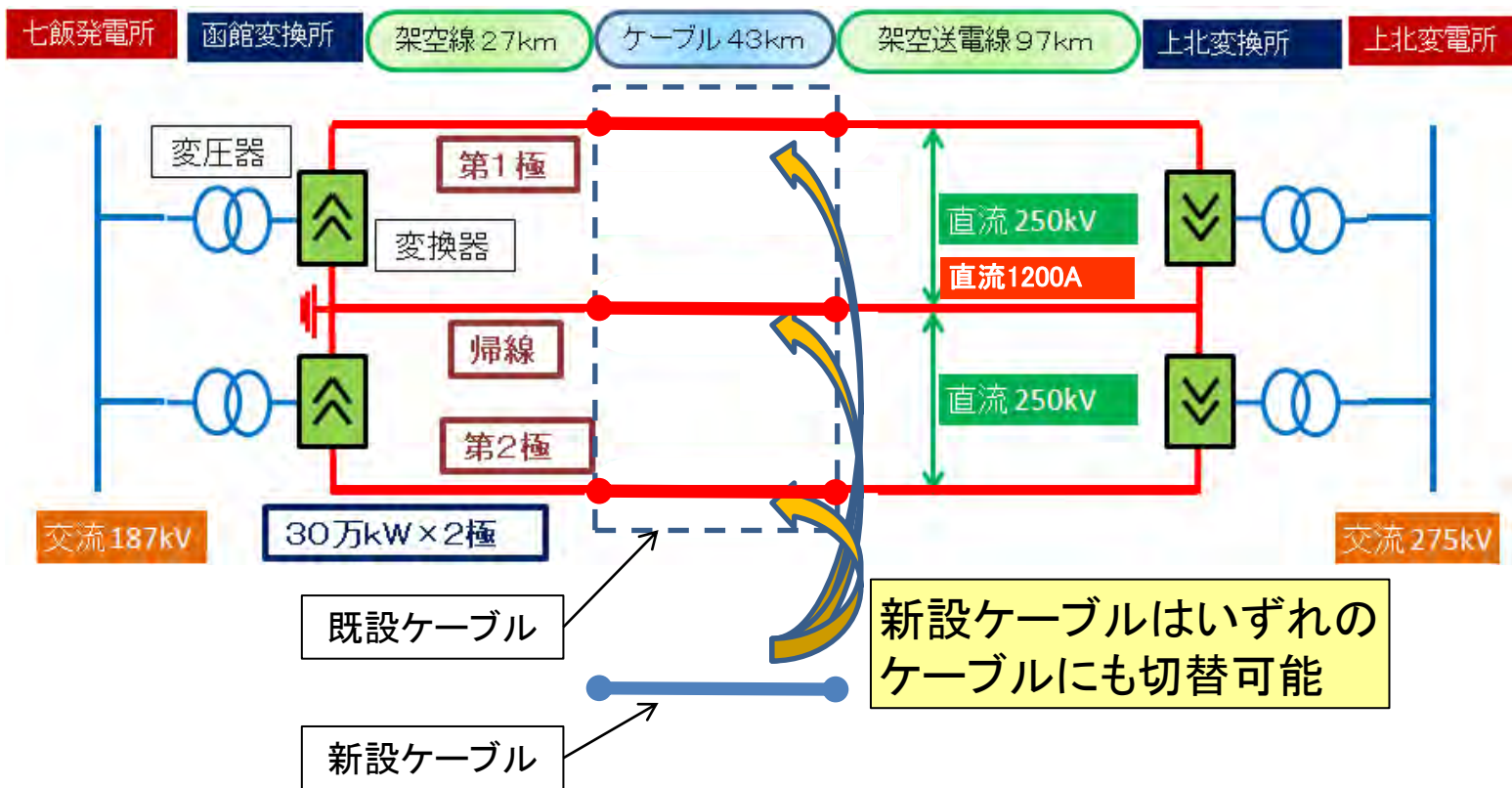
ケーブル局部曲りの状況



【写真】第1極ケーブルにおける局部曲り

# 5. 北本連系設備の役割(6)

## 〔海底ケーブル予備線布設の効果〕



○現在布設している 3 本の海底ケーブルの 1 本に故障が発生した場合、送電容量は 30万kWに半減しますが、故障したケーブルを今回布設したケーブルに切り替えることで60万kWの復旧が可能となります。



## 6. 今冬における需給状況(1)

[今冬の電力需給の見通し]

[万kW]

	実績(ピーク需要日)		今冬の見通し(節電織込み、厳寒時)			
	2010年度	2011年度	12月	1月	2月	3月
需要	579	568	563	563	563	536
供給力(合計)	674	621	607	601	596	580
原子力	119	95	0	0	0	0
火力	442	451	484	483	483	479
水力	72	72	80	76	77	70
揚水	40	30	40	39	34	28
地熱等	1	1	2	2	2	2
融通	0	▲29	0	0	0	0
その他	▲1	2	1	1	1	1
供給力－需要	95	53	44	38	33	44
予備率(%)	16.4	9.3	7.8	6.7	5.8	8.2

※ 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

○今冬における需給見通しは表のとおりです。ただし、供給力は発電設備が全て運転していることを前提としたものであり、年間を通じて発生している発電設備の計画外停止や出力抑制をリスクとして考慮する必要があります。

## 6. 今冬における需給状況(2)

### 〔リスク発生時における需給状況〕

#### リスク発生時における需給状況 (2月)

停止リスク量	予備率	
	リスク発生時	北本受電後
31万kW (昨年度平均)	1.2%※	10.3%
70万kW (最大機)	▲5.8%※	3.4%
96万kW (昨年度最大)	▲10.4%※	▲0.4%※

※需給調整契約 (5万kW) の発動を考慮

- 昨年度における計画外停止・計画外出力抑制の平均値は31万kWでしたが、最大機である苫東厚真4号機70万kWの停止や発電設備の複数台同時停止等による最大で96万kWの停止実績もあります。
- 最大機である苫東厚真4号機が停止した場合には、予備率は▲5.8%となりますが、北本より受電できれば3.4%となります。
- 昨年度の最大実績程度の計画外停止・計画外出力抑制が発生した場合、北本連系設備からの受電を考慮しても、供給力が不足します。
- 今冬の安定供給確保のためには、年間を通じて発生している発電設備の計画外停止・計画外出力抑制をリスクとして考慮する必要があります。

## 7. 今冬における需要対策(1)

### 〔需給調整契約等〕

- ・ 計画調整契約および随時調整契約については、対象となる約1,300件のお客さま全数を訪問して加入をお願いしているところです。
- ・ また、冬季需給調整実量特約については、対象となる約33,000件のお客さま全数にダイレクトメールを送付し、加入をお願いしていきます。

### ① 計画調整契約

契約種別	内容	昨冬 契約実績	今冬 見込み	(参考)今夏 契約実績
操業調整契約	<p>あらかじめ日時を決めて、電気の使用を抑制する契約。</p>	なし	約150口 約9万kW	約150口 約10万kW
休日調整契約 長期休日調整 契約	<p>平日の操業を休日に振り替えたり、長期休日を設定したりすることにより、電気の使用を抑制する契約。</p>	(昨夏) 7口 約2万kW	約10口 約1万kW	約10口 約2万kW

## 7. 今冬における需要対策(2)

### 〔需給調整契約等〕

#### ② 随時調整契約

契約種別	内容	昨冬 契約実績	今冬 見込み	(参考)今夏 契約実績
通告調整契約	需給が逼迫することが見込まれる場合に当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。 (発動回数の上限は、自家発を焚き増して抑制する場合は月間20回、操業を調整して抑制する場合は年間30回)	28口 約5万kW	約20口 約1万kW	約20口 約2万kW
瞬時調整契約	需給が逼迫した場合に当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。 (発動回数の上限は年間10回)	11口 約6万kW	11口 約6万kW	11口 約6万kW
随時募集調整契約 (新規)	需給がひっ迫するおそれがある場合に当社から募集(需要抑制希望日時を連絡)し、需要抑制実施時までに応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。 ⇒直前の通告による操業調整には対応できないため通告調整契約(上記参照)に加入できない、生産見通しが不透明で計画的な操業調整ができず操業調整契約(前ページ参照)に加入できない、といったお客さまの声に対応し、新たな需給調整メニューを創設しました。	—	約20口 数千kW	—

○昨冬に通告調整契約に加入いただいたお客さまの一部については、今冬は操業調整契約(前ページ参照)に加入いただく予定のため、今冬は昨冬よりも契約が減少する見込みです。

## 7. 今冬における需要対策(3)

〔需給調整契約等〕

### ③ 冬季需給調整実量特約

契約種別	内容	今冬見込み	(参考)今夏契約実績
冬季需給調整実量特約	<p>1 か月ごとの最大需要電力を比較して、前年同月の最大需要電力を下回る場合に、抑制いただいた電力(kW)を割引対象とする契約。</p>	24,000件以上	24,000件程度

### ④ アグリゲータの活用

対策項目	内容	今冬見込み	(参考)今夏契約実績
アグリゲータの活用(新規)	<p>中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者(アグリゲータ)にご協力いただき、電力需要の削減を図ります。</p>	3社程度 数千kW	—

# 7. 今冬における需要対策(4)

## 〔夜間の需要抑制に向けた取り組み〕

- ・北海道の冬季においては、照明が点灯する夕刻に加え、深夜にも需要がピークとなります。
- ・深夜の節電には限界があるため、以下の対策に取り組むことにより、深夜のピークを抑制します。

### ①自家発の焚き増し

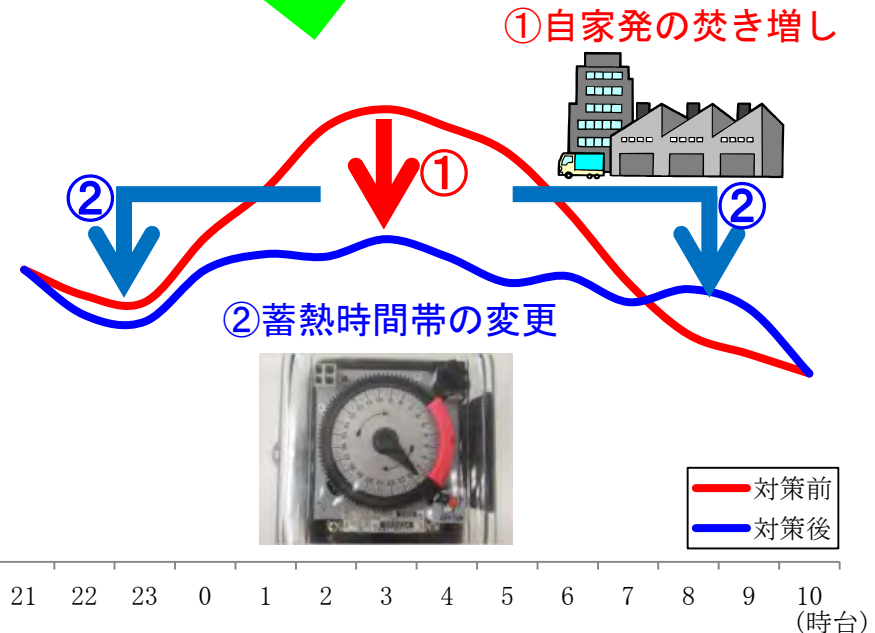
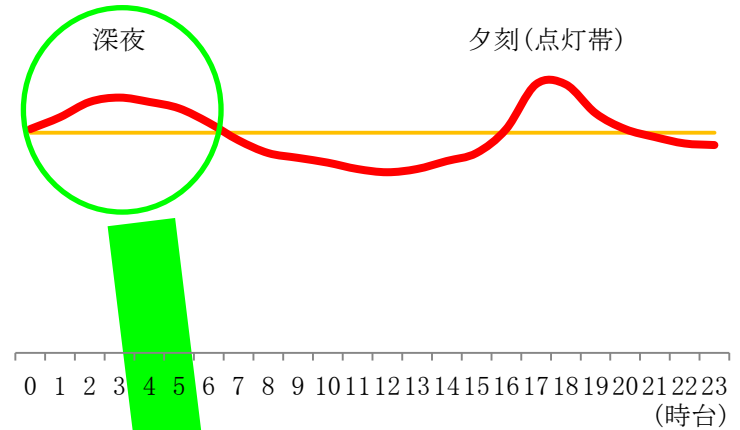
需給調整契約の操業調整契約(25ページ参照)を活用し、主に自家発の焚き増しにより、夜間時間における電気の使用を抑制いただきますようお客さまにお願いしていきます。

### ②蓄熱時間帯の変更

夜間蓄熱型機器を単独で計量しているお客さまにご協力をお願いし、深夜のピーク時間帯を避けて通電するように、当社設備(タイムスイッチ)の設定を変更します。

※特例規定の申請を行ない、認可を受けて実施するものです。

【冬季のロードカーブ(イメージ)】



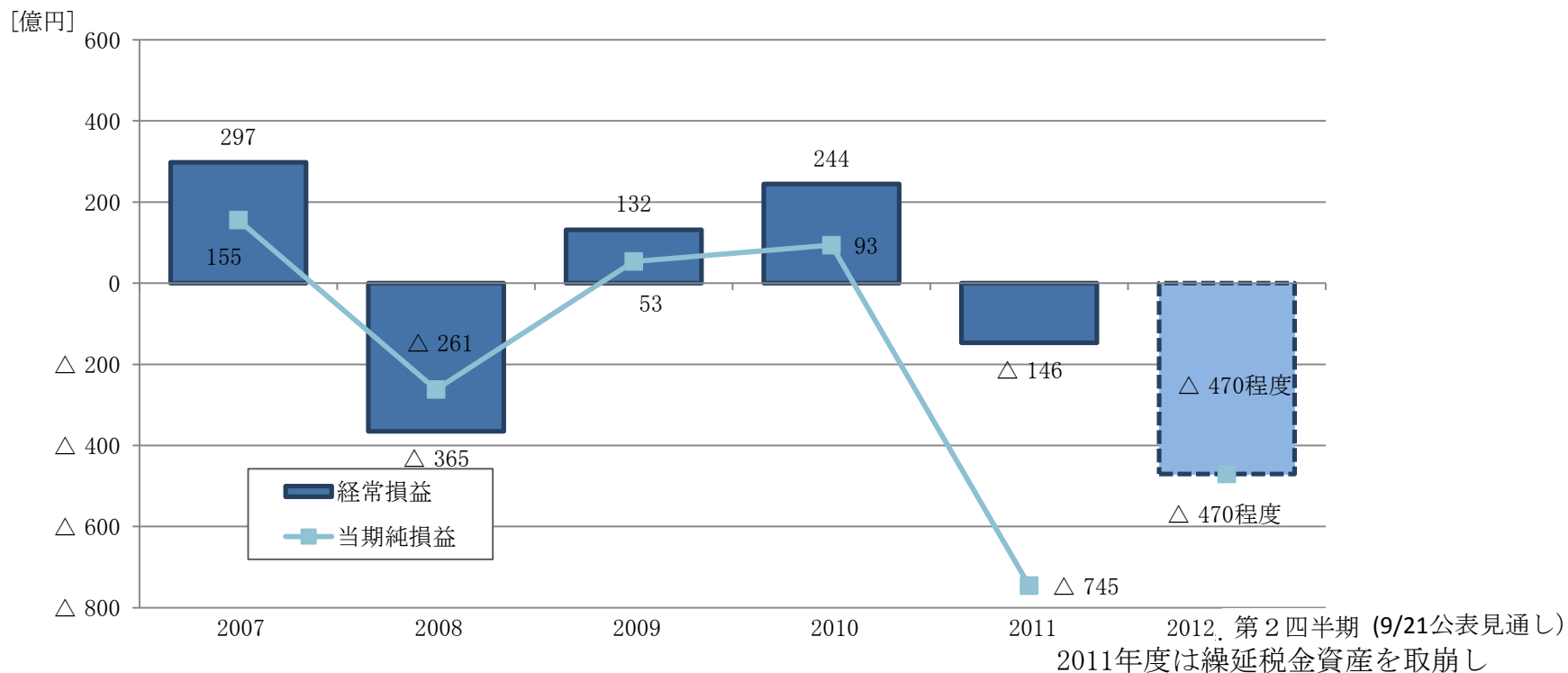
## 7. 今冬における需要対策(5)

### 〔需給状況改善に向けたPR〕

- ・今夏は以下の取組みを実施しました。今冬にも同様の取組みを実施する方向で準備中です。

PR方法	今夏の取組み内容
ホームページ 【コンテンツ数】	6コンテンツ
ポスター	事業所、自治体に配布(約6,500部)
垂幕 【事業所数】	8事業所にて掲示
自治体様との連携 【連携自治体数】	全市町村訪問(179市町村)
街頭PR 【実施箇所】	全道94箇所を実施
コールセンター開設	支店10箇所にて実施
テレビCM・ラジオCM 【制作種類数】	9種類(TV:6、ラジオ:3)
新聞広告 【出稿回数】	4回(公表時、実施時、中間、期間後)
全戸チラシ (あなたのでんき) 【配布数】	約260万枚×4か月(6～9月)
検針票 【配布数】	約260万枚×4か月(6～9月)
パンフレット 【配布数】	約85,000部
みんなde節電キャンペーン 【応募数】	約7,600口

## 8. 当社の収支状況



○泊発電所の停止に伴い燃料費・購入電力料は大幅に増加しています。仮に今年度内の発電再開が無いと仮定した場合、第3四半期以降、さらに大幅な代替燃料等の増分コストが発生するものと考えています。

○今後も引き続き、あらゆる観点からの徹底した効率化に努めていきますが、非常に厳しい収支とならざるを得ないと考えています。



## 9. まとめ

- 今年度における冬季の厳寒時を想定した最大電力は、厳しい気象状況（気温と降雪）であった2010年度の最大電力（H3）発生時の気象影響を考慮し563万kWとしました。
- 供給力については、火力発電設備の増出力運転の拡大、緊急設置電源の設置や他の事業者や自家発をお持ちのお客さまからの電力購入などにより、最大限の上積みを図り、最も需給が厳しい2月において596万kWの供給力を確保しました。
- この結果、今冬の電力需給の見通しは、2月における供給予備力が5.8%となりました。
- 但し、昨年度において計画外停止・計画外出力抑制が年間を通じて発生しており、その平均値は31万kWでした。また、最大機である苫東厚真4号機70万kWの停止や発電設備の複数台同時停止により最大で96万kWの停止実績もありました。
- 更に今年度に入り火力発電設備の計画外停止・計画外出力抑制が急増しており、気象状況が厳しい北海道の冬季において安定供給を確保するためには、電源の計画外停止等のリスクを考慮する必要があります。