

今夏の需給見通しについて

平成24年4月23日
北海道電力株式会社

○今夏の需給見通しについて

- 当社は、今夏の電力需給を万全なものとするため、安全確保を大前提に一日も早い泊発電所1, 2号機の再起動に向けた取り組みを進めているところです。
- 本日、電気事業法第106条第3項による報告徴収の指示に基づき、仮に泊発電所1, 2号機の再起動がないとした場合の今夏の需給見通しについて経済産業省に報告し、国の需給検証委員会で検証されることとなりました。
- 報告徴収は以下の前提での評価となっています。
 - ▶ 想定需要については以下の2条件を設定
 - ✓ 2010年並みの猛暑を想定した場合
 - ✓ 平年並みの気温を想定した場合
- 当社は、今夏に向けた需給対策として、火力・水力発電設備の補修時期の調整や自家発電設備をお持ちのお客さまからの電力購入に加え、緊急設置電源の導入についても検討を進めています。

○猛暑を想定した需給見通し

泊1・2号機がこのまま再起動しない場合は、夏の需給状況は非常に厳しい見通しとなります。猛暑を想定すると火力・水力発電設備の補修調整を行っても、約20万kW程度供給力が不足する見込みです。

(発電端、万kW)

		7月	8月	(参考：昨年8月実績)
		平均	平均	2011年8月11日
1日最大電力		500 (506)		483
供給力	水力	75	72	77
	火力	324	329	339
	原子力	0	0	152
	新エネルギー	1	0	0
	他社受電等	84	84	18
	計	483	485	586
供給予備力		▲17 (▲23)	▲16 (▲22)	104
供給予備率(%)		▲3.4 (▲4.6)	▲3.1 (▲4.3)	21.4

※1 2010年7月の最大需要は470万kWであったが、7月下旬の気温は8月と変わらないと想定し、8月と同じ需要を想定。

※2 1日最大電力は、猛暑を想定し、今夏の節電見込みを織り込んだ需要。カッコ内は2010年の最大電力実績。

※3 火力は緊急設置電源(7.4万kW)、知内発電所2号機の増出力(7月1.2万kW、8月0.7万kW)を見込む。

※4 新エネルギーは、森発電所(地熱)を示す。

※5 他社受電等には自家発購入分(8万kW)を含む。

※6 昨年実績の他社受電等には、本州系統への融通送電(約60万kW)を含む。

※7 四捨五入の関係で差し引き等が合わない場合がある。

[参考] 夏季の1日の総需要曲線(ロードカーブ)

夏季においては、点灯帯だけではなく、気温上昇に伴う冷房機器などの稼働増により、昼間も需要が増加するため、ピーク需要が長時間継続します。

[万kW]

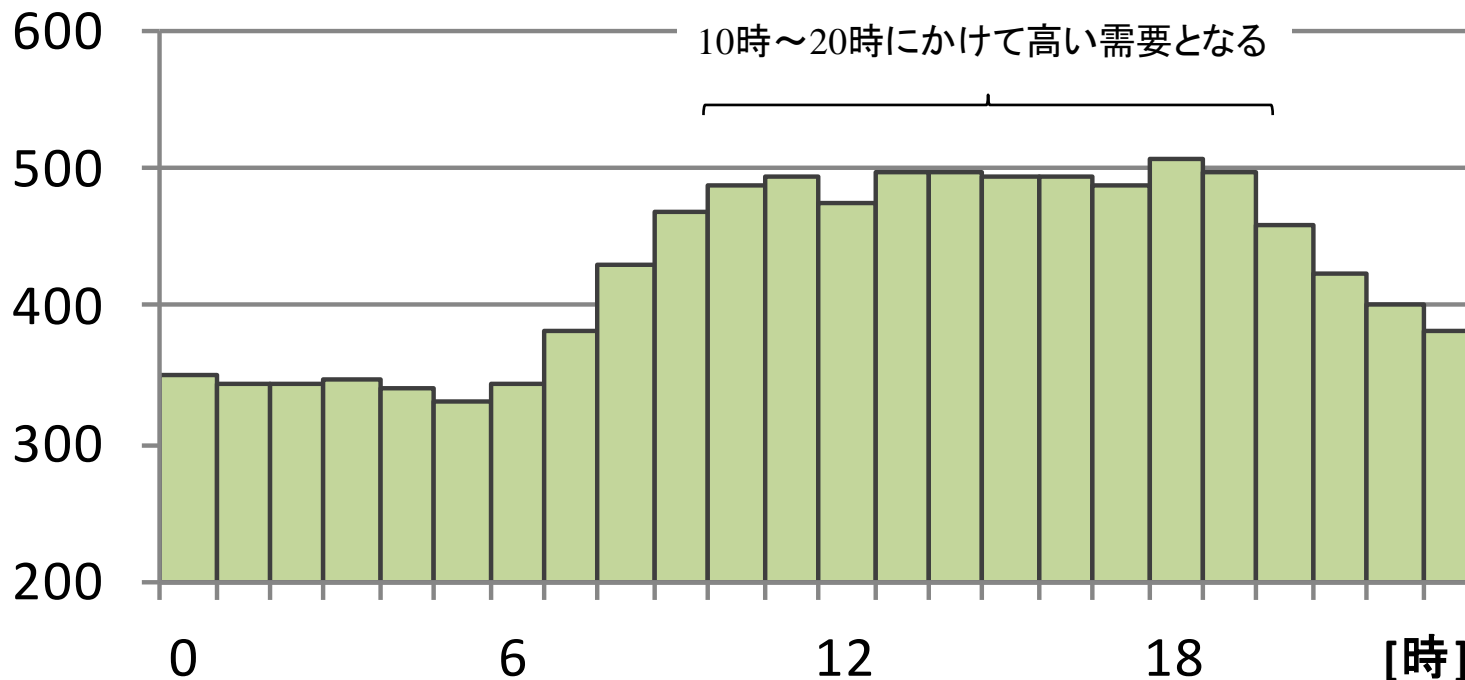


図 8月のロードカーブ例 (2010年8月31日)

[参考]従来公表値との差異

今夏の需給見通し(2011年11月1日第4回エネルギー・環境会議資料)との差異

[単位:万kW]

		2011年 11月時点	今回	差異	主な要因
8月	最大電力	506	500 (506)	▲6 (0)	節電効果を織り込んだ今夏の想定需要との差異(▲6)
	供給力	473	485	+12	緊急設置電源の導入 (+7) 知内発電所2号機の増出力 (+1) 自家発からの電力購入に伴う増加 (+8) 水力発電所の供給力見直し (▲3)
	供給予備力	▲33	▲16 (▲22)	+17 (+11)	

※1 カッコ内は2010年8月の最大電力実績

※2 四捨五入の関係で差し引き等が合わない場合がある。

○平年並み気温を想定した需給見通し

平年並みの気温を想定しても、泊3号機が定期検査開始となる5月5日および、苫東厚真4号機の定期事業者検査開始となる5月20日以降、大きく供給力が減少し、電力需要が伸びる7月以降は供給力の余力がなくなる見込みです。 (発電端、万kW)

	5月				6月	7月	8月	9月	
	1～4日	5～19日	20～31日	平均	平均	平均	平均	平均	
1日最大電力	438				438	484		483	
供給力	水力	87	87	87	87	83	75	72	69
	火力	389	389	337	369	325	324	329	344
	原子力	91	0	0	12	0	0	0	0
	新エネルギー	1	1	1	1	1	1	0	1
	他社受電	44	44	44	44	61	84	84	76
	計	612	520	468	512	469	483	485	490
供給予備力		174	82	30	74	31	▲1	0	7
供給予備率(%)		39.6	18.8	6.8	16.9	7.1	▲0.2	0.1	1.4

※1 2010年7月の最大需要は470万kWであったが、7月下旬の気温は8月と変わらないとし、8月と同じ需要を想定。

※2 火力は緊急設置電源(7月以降7.4万kW)、知内発電所2号機の増出力(7月1.2万kW、8月0.7万kW、9月0.9万kW)を見込む。

※3 新エネルギーは、森発電所(地熱)を示す。

※4 他社受電には自家発購入分(8万kW)を含む。

※5 四捨五入の関係で差し引き等が合わない場合がある。

○供給力の確保に向けた取り組み

火力・水力発電設備の補修調整

想定需要に対する供給力を確保するため、定期事業者検査などの法定上必要な補修や、当該プラントの安定運転確保のため必要な補修以外の作業は原則繰り延べとしています。

		従来計画※1	見直し後	備考
火力	奈井江2号(17.5)	3/8～ 5/31	2/25～5/19	5月中旬以降の供給対策として、2週間程度前倒し
	伊達2号(35)	3/1～ 5/18	(繰り延べ)	北本連系設備損傷に伴う供給対策として、繰り延べ
	苫東厚真4号(70)	5/20～10/22	(計画通り実施)	ボイラーの主蒸気管他の取替工事を実施
水力	高見1号(10)	9/1～11/27	(繰り延べ)	秋の供給力確保のため繰り延べ

※1 2011年11月時点の見通し

※2 カッコ内の数値は認可出力（単位：万kW）を示す。

※3 出力10万kW以上で、9月までの補修計画に関する当社発電所について記載した。

燃料制約の解消に向けて、伊達発電所の燃料輸送パイプライン輸送能力向上（運転時間延長）に向けた取り組みを行ってきました。関係箇所と協議を行った結果、今夏については可能となりました。

○火力・水力発電設備の補修停止予定

補修調整の結果、当社の主な火力・水力発電設備の補修停止予定は、以下のとおりです。

		5月	6月	7月	8月	9月	
火力	奈井江1号(17.5)	2月25日 — 5月19日					
	奈井江2号(17.5)	定期事業者検査					
	砂川3号(12.5)						
	砂川4号(12.5)						
	苫東厚真1号(35)						
	苫東厚真2号(60)						
	苫東厚真4号(70)	5月20日			定期事業者検査	10月22日	
	苫小牧1号(25)						
	伊達1号(35)						
	伊達2号(35)						
	知内1号(35)						
	知内2号(35)	2011年9月21日		水車可動羽根動作不良(計画外停止)			11月20日
	水力	新冠1号(10)					
		新冠2号(10)					
高見1号(10)							
高見2号(10)							

※1 カッコ内の数値は認可出力(単位:万kW)を示す。

※2 出力10万kW以上で、9月までの補修計画に関する当社発電所について記載した

○お客さまにご協力いただく需給対策

①自家発電設備からの電力購入（P2、P5の見通しに織込み済み）

自家発電設備を所有するお客さまのご協力により、今冬の実績（7万kW程度）から上積みし、8万kW程度を確保することができる見通しです。

②需給調整契約（P2、P5の見通しに織込まず）

高圧受電・特別高圧受電のお客さまを対象に、以下の料金メニューを設定のうえ、より多くの需要抑制効果を確保できるよう、お客さまにご協力をお願いしてまいります。

契約種別		内容	今冬実績 ※2	今夏期待量 ※3
計画調整契約	操業調整契約 [新規]	あらかじめ日時を決めて、電気の購入を抑制する契約。	なし	約60口 約2万kW
	休日調整契約 長期休日調整契約	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、電気の購入を抑制する契約。	(昨夏) 7口 約2万kW	(※1) 約20口 約3万kW
随時調整契約	通告調整契約	当社からの要請により、電気の購入を抑制する契約。	28口 約5万kW	約20口 約3万kW
	瞬時調整契約	需給逼迫時、当社からの要請により、電気の購入を抑制、中止する契約。	11口 約4万kW	11口 約3万kW
夏季需給調整実量特約 [新規]		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。	なし	—

※1 休日調整契約・長期休日調整契約の約3万kWのうち、昨夏実績の約2万kWは最大電力に織り込み済み。

※2 今冬実績は契約値でなく実効値

※3 今夏期待量は契約値でなく実効期待値

○更なる供給力確保の取り組み

- 当社といたしましては、北海道の電力の安定供給を万全なものとするために、更なる供給力確保に向けて、さまざまな対策について検討・対応しています。
主なものは以下の通りで、このうち、一部対策の効果を供給力として見込んでいますが、予備力を確保する必要があり、厳しい需給状況となっています。
- 緊急設置電源の導入(P2, 5の供給力に織込み)
 - ✓ 苫小牧発電所構内への設置を検討しており、燃料供給設備確保の課題などから、現時点では不確実な状況ですが、導入可能な最大出力である7.4万kWを供給力として見込んでいます。
- 知内発電所2号機の増出力(P2, 5の供給力に織込み)
 - ✓ 4月に1.7万kW程度の増出力が可能であることを確認していますが、夏季は海水温が上昇することにより出力が低下することから、0.7～1.2万kWの供給力増を見込んでいます。
- 卸電力取引市場の活用
 - ✓ 今夏の需給対策として、先渡し取引やスポット取引など市場を活用し、供給力を調達してまいります。
- 電力他社からの融通受電
 - ✓ 電力他社からの融通受電も検討していますが、全国的に逼迫した需給状況であり、現時点では計画的な融通受電については見込むことが出来ない状況です。
引き続き、他電力の需給状況を把握しながら、融通受電の協議をしてまいります。

○火力発電設備の停止実績

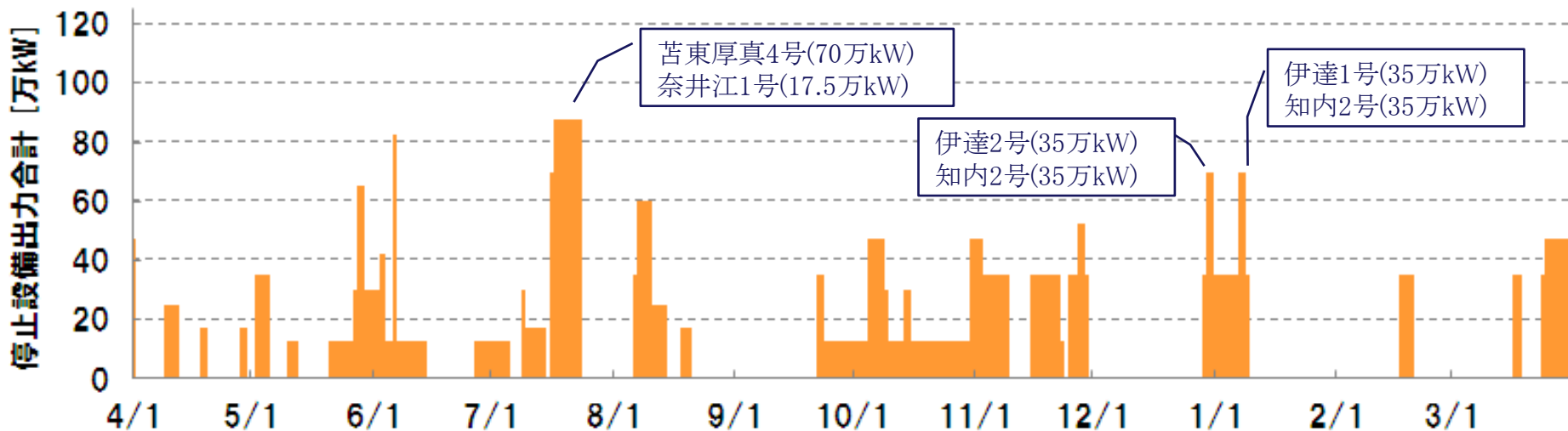
東日本大震災以降、火力発電設備の稼働が大幅に増加しています。きめ細かな点検整備に努めていますが、昨年度の停止件数は、一昨年度の実績(40件)と同水準の36件(1件当たりの平均停止日数:6日)となっています*1。

この間、停止した発電設備の最大出力合計は、7月17日～23日の87万5千kWです。

また、停止設備出力合計が60万kW以上となったことが7回あり、期間は合計19日、昨年夏季(7,8月)の平均的な停止出力合計は23万kWとなっています。

このため、供給力に余力がない状況では、計画外停止により、供給力が不足する懸念があります。

【2011年4月～2012年3月の火力発電設備の停止出力の推移】



*1 当社火力発電所の停止実績。定期事業者検査および中間点検を除く(ただし、不具合に伴う定期事業者検査の延長分は含む)。年度をまたぐ停止実績については、発生した年度に含めて計算。

○北本連系設備の計画外停止実績

北本連系設備の計画外停止実績は下記の通りであり、仮に融通受電している状況で、同設備に計画外の停止が発生した場合、供給力が不足する懸念があります。

北本連系設備の計画外停止実績(平成20～23年度)

[回、日]

	停止回数		延べ停止日数
	30万kW以下停止	60万kW停止	
平成20年度	4	1	23
平成21年度	4	3	8
平成22年度	2	2	5
平成23年度	7	1	78

上記以外に北本連系設備の定期点検により作業停止することがあります(20日程度/年)。

○まとめ

- 当社は今夏の需給対策として、火力・水力発電設備の補修時期の調整や自家発電設備をお持ちのお客さまからの電力購入に加え、緊急設置電源の導入についても検討を進めています。
- しかしながら、泊発電所1、2号機の再起動がないとした場合、今夏の供給力は、現在対応中の方策が実現した場合でも480万kW程度にとどまり、猛暑だった一昨年並みの最大電力を想定した場合、供給予備力が20万kW程度マイナスになる見通しです。
- さらに、需給ギャップを調整するための予備力、火力発電設備や北本連系設備の計画外停止を考慮することも必要と考えています。
- このため、当社では、引き続き、泊発電所1、2号機の再起動に向けた取り組みを進めるとともに、需給対策の実現、拡大(卸電力取引市場の活用や電力他社からの融通受電等)に向けた取り組みを進めてまいります。
- 今夏の電力供給を確保するためには、やむを得ない選択肢として、お客さまに節電のご協力をお願いせざるを得なくなることも想定しており、需給対策の進展度合いも含めて、改めてお知らせいたします。
- お客さまにおかれましては、泊発電所1、2号機の早期再起動について、ご理解いただきますようお願いいたします。