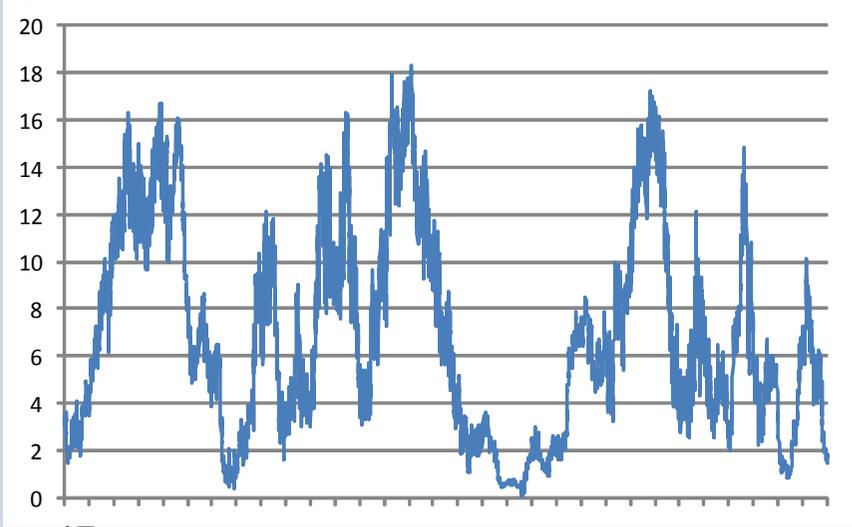


# 大島委員のご指摘事項への回答

# 大島委員のご指摘事項と回答①

ご指摘	回答案																																										
<p>&lt;以下、大島委員からの書面によるご質問(別紙1)&gt; ●北海道電力について</p>																																											
<p>【供給面】</p>																																											
<p>・冬季の揚水発電の運転パターンを示して欲しい。点灯ピークなので、汲み上げ時間と発電時間が夏とは異なるのではないのか。(厳冬2010年度実績、2011年度実績、今年度予定について示して欲しい)</p>	<p>・北海道電力の揚水発電所は純揚水ではなく、混合揚水※であり、上池が河川からの流入がある大きな年間調整用の貯水池であるため、揚水運転(汲み上げ)を実施しなくても、発電可能。 ・今冬は供給電力量(KWh)を確保することから、エネルギーロスとなる揚水運転(汲み上げ)を行う予定はない。 ・なお、過去の揚水発電実績は以下の通りであり、運転パターンとしては、夕方のピーク等に発電し、需要の低い深夜等に汲み上げている。 ※ 上池に比較的大きな貯水池を有し、河川の流入を利用して発電する揚水式発電 (GWh)</p> <table border="1" data-bbox="1191 735 1980 1002"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>12月</th> <th>1月</th> <th>2月</th> <th>3月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2010年度</td> <td>発電</td> <td>24.5</td> <td>32.5</td> <td>23.9</td> <td>27.4</td> </tr> <tr> <td>(実績)</td> <td>揚水</td> <td>▲2.1</td> <td>▲4.5</td> <td>▲0.1</td> <td>▲24.5</td> </tr> <tr> <td>2011年度</td> <td>発電</td> <td>20.5</td> <td>22.8</td> <td>29.1</td> <td>15.1</td> </tr> <tr> <td>(実績)</td> <td>揚水</td> <td>▲1.0</td> <td>▲0.1</td> <td>0</td> <td>▲0.1</td> </tr> <tr> <td>2012年度</td> <td>発電</td> <td>24.0</td> <td>24.0</td> <td>19.0</td> <td>17.0</td> </tr> <tr> <td>(予定)</td> <td>揚水</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>			12月	1月	2月	3月	2010年度	発電	24.5	32.5	23.9	27.4	(実績)	揚水	▲2.1	▲4.5	▲0.1	▲24.5	2011年度	発電	20.5	22.8	29.1	15.1	(実績)	揚水	▲1.0	▲0.1	0	▲0.1	2012年度	発電	24.0	24.0	19.0	17.0	(予定)	揚水	0	0	0	0
		12月	1月	2月	3月																																						
2010年度	発電	24.5	32.5	23.9	27.4																																						
(実績)	揚水	▲2.1	▲4.5	▲0.1	▲24.5																																						
2011年度	発電	20.5	22.8	29.1	15.1																																						
(実績)	揚水	▲1.0	▲0.1	0	▲0.1																																						
2012年度	発電	24.0	24.0	19.0	17.0																																						
(予定)	揚水	0	0	0	0																																						
<p>・資料4-2 p.8~9、資料3-2-3の一般水力の供給力見通しについて、自社の水力については、河川水位低下や潮位影響に伴う出力低下(定格84万kW)に対し、供給力47.7万kW[貯水池7.6万kW+自流式40.1万kW]と見込んでいる(57%)。(※補修停止の滝里5.7万kWを定格から除くと、定格78.3万kWに対し、供給力47.4万kWと見込んでいるが(61%)) ・これに対して、他社の水力は定格34.8万kWに対し、供給力29万kW(86%)と見込んでいる。 ・この見込みの差異は何から生じているのか。 (自社分が保守的過ぎるのか、他社分が楽観的過ぎるのか)</p>	<p>・一般水力発電には大きく分けて貯水池式と自流式(流れ込み式ともいう)があり、貯水池式は原則設備容量で評価し、自流式については河川からの流入量に大きく依存するため、一定程度水を貯めることが可能な貯水池式に比べ、供給力を常に見込むことはできないためL5方式で評価している。 ・自社分については他社分に比べ自流式の占める割合が高く、貯水池式が占める割合が低いため、設備容量に占める供給力の割合も低くなる。 ・自流式のみで見た場合、設備容量に対して、計上した供給力の割合は、自社57%、他社69%で大きな差はない。</p>																																										
<p>・資料4-2 p.9の※2について、道外からの自家発余剰購入分4万kWは「融通、その他—その他」に計上とあるが、p.9の表では1.3万kWとなっているのはなぜか。</p>	<p>・その他には管外の自家発からの購入のほか、新電力とのやりとりを一括して計上しており、道外の事業者からの自家発電電分4万kWのほかにも新電力への供給2.7万kW分を差し引いた値となっている。</p>																																										

## 大島委員のご指摘事項と回答②

ご指摘	回答案
<p>・風力をなぜ供給力に評価していないのか。ピーク時に一定量の供給力評価ができるのではないのか。 (1つのウィンドファームではなく、道内合計で過去どうであったのか、データを示して根拠を示して欲しい)</p>	<p>・需要と風力発電出力には相関が見られず、高需要発生時にも極低出力が頻出するため、最大電力発生時に安定的な供給力として見込むことはできない。(総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告)</p> <p>[万kW] 2012年1月における風力発電実績(北海道の特高連系風力全体)</p> 
<p>・原子力が停止している現在、火力によるLFC調整力、下げ代は大きく増加していると思われる。それぞれの数値を具体的に示して欲しい。また、その場合の風力連系可能量を示して欲しい。</p>	<p>・火力によるLFC調整力は運転する火力発電の台数等に影響を受けます。また、原子力が停止している場合、供給力が減少することや火力発電の出力調整機能によって下げ代は増えると考えられますが、風力連系可能量については、今回の需給検証委員会において冬の需給を考えるにあたって検討すべき事項とは考えていない。</p>
<p>・資料4-2 p.13について、国内炭火力を夜間もフル出力しないのはなぜか。また、国内炭火力は石油火力よりもコストが高いのか。</p>	<p>・国内炭は①燃料調達に制約があること、また、②海外炭火力と比較して発電コストが高いこと、③夜間(深夜)には需要が減るため、大規模な電源脱落がない限り、フル出力発電する必要はなかったため、ミドル電源として運用していた。</p> <p>・今年度は、需給状況を踏まえ、最大限の調達に取り組み、140万tを確保。これにより、燃料調達面での制約は発生しない見込みで、夜間も高出力で運転可能となる。</p> <p>・一般的に国内炭火力の発電コストは石油火力の発電コストよりは安い</p>

## 大島委員のご指摘事項と回答③

ご指摘	回答案																			
<p>・北本連系線について、東北→北海道方向の過去3か年(2009年度～2011年度)および2012年度の夏の実績を示して欲しい。</p>	<p>・東北→北海道方向の送電電力(期間平均値)は以下のとおりです。</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="background-color: #4F81BD; color: white;">北本連系設備受電電力 [万kW]</th> </tr> <tr> <th></th> <th>2012年夏季</th> <th>2011年度</th> <th>2010年度</th> <th>2009年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>夏季平均※</td> <td style="text-align: center;">9.0</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> <td style="text-align: center;">0.0</td> <td style="text-align: center;">0.0</td> </tr> <tr> <td>年間平均</td> <td style="text-align: center;">—</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> <td style="text-align: center;">0.0</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">※夏季は7月～9月</p>	北本連系設備受電電力 [万kW]					2012年夏季	2011年度	2010年度	2009年度	夏季平均※	9.0	0.1	0.0	0.0	年間平均	—	0.1	0.1	0.0
北本連系設備受電電力 [万kW]																				
	2012年夏季	2011年度	2010年度	2009年度																
夏季平均※	9.0	0.1	0.0	0.0																
年間平均	—	0.1	0.1	0.0																
<p>・資料4-2 27ページ 冬季需給調整実量特約は件数のみで、kW値が示されていません。どの程度の抑制(kW)が可能と見込んでいるのでしょうか。 また、同数24,000件であった今夏の実績値をお示し下さい。</p>	<p>・今夏の実績値は7月と8月の平均で約5.6万kW。 ・今冬においても、加入数は同等程度を見込んでいるが、「冬季は空調(暖房)で調整することは困難」なため、今夏実績よりは3.3万kWまで減少する見込み。</p>																			
<p>・資料4-2 12ページ このページの調整契約の件数、kWが、同25ページの数値と一致しないようです。理由を詳細にご説明下さい。</p>	<p>・12ページに記載の件数、kWについては、25ページの数値の内数となる。具体的には操業調整契約には「自家発電の発電増加により需要抑制を行う契約」(12ページ、6万kW)と、「操業の調整等による負荷抑制で需要抑制を行う契約」(3万kW)の2種類があり、25ページの数値は、これらの合計値を記載している(詳細は北海道電力のプレゼン等で説明)</p>																			
<p>冬季のロードカーブについて 特にピーク時間のkWについて、下記の区分で示して下さい。 ①家庭・業務・産業・融雪の分野別 ②大口・小口・家庭</p>	<p>別紙のとおり</p>																			
<p>●九州電力について</p>	<p>・九州電力管内の今冬の需給見通しは、中部電力と中国電力からの融通を受電した上で、記録的な昨冬並み厳寒の需要に対しても、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%を確保しているため、計画段階において必要な融通量は確保できていると考えている。 ・日々の運用においては、発電設備の計画外停止等により需給のひっ迫が予想される場合には、今夏と同様に、市場からの電力調達の活用や電力会社間の電力融通を検討することになる。</p>																			
<p>応援融通を受ける場合、関門連系線の運用容量が制約とならないのか</p>	<p>・関門連系線の九州向き(西向き)に流せる運用容量は、時間帯にもよるが、概ね50～60万kW程度。 ・しかしながら、広域電源※の送電により、本州向き(東向き)に常時160万kW程度流れていることから、実際に追加で融通を受けることが可能な九州向きの容量は210万kW程度。また、緊急時には運用容量を超える融通を受けることも可能。 ※松島・松浦火力発電所(電源開発)</p>																			

# 北海道電力管内の冬季のロードカーブについて

(別紙)

## ①家庭・業務・産業・融雪

## ②大口・小口・家庭

