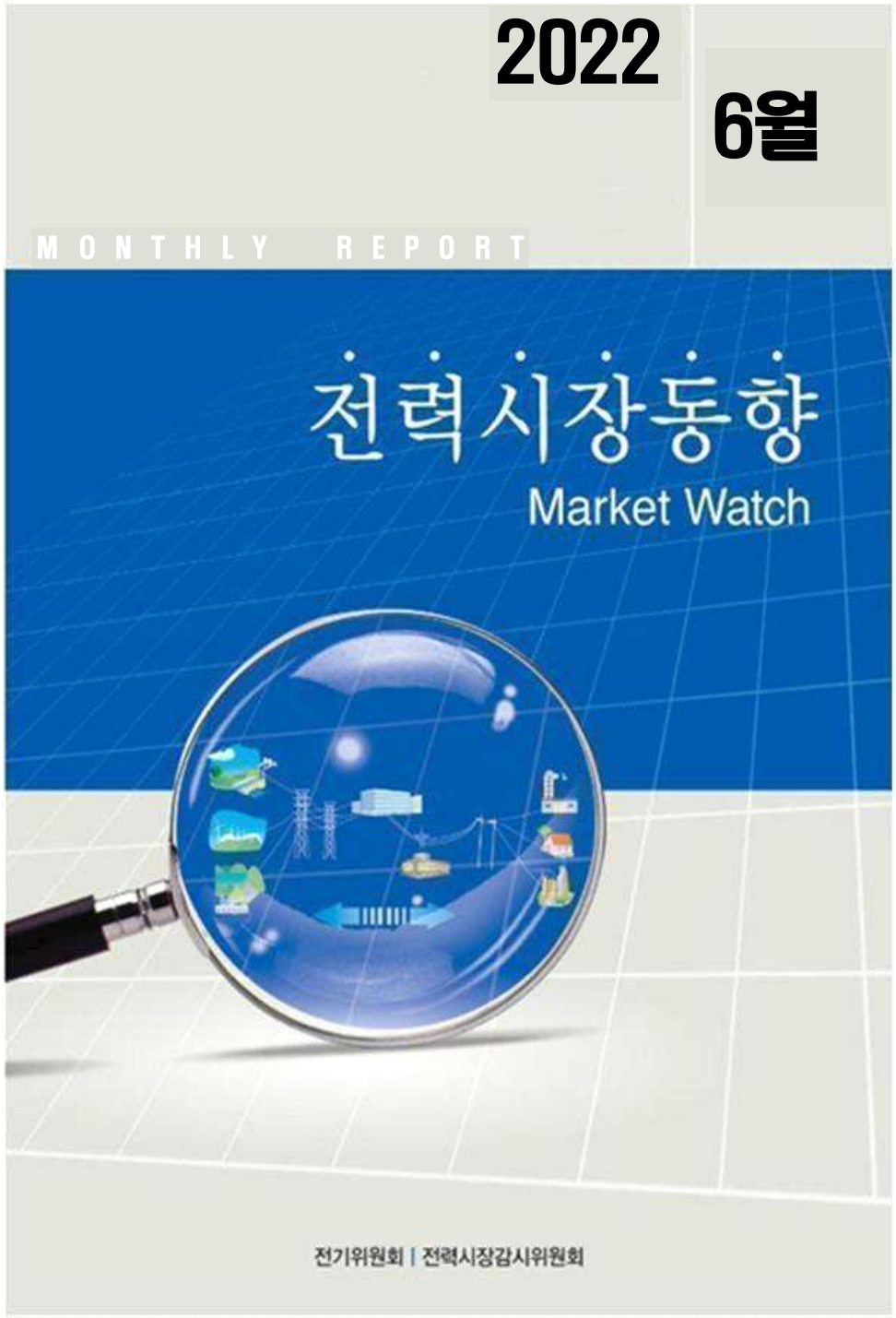


일러두기

□ 전력시장감시위원회는,

○ 공정한 전력거래 구현과 경쟁적 전력시장 조성을 목적으로 전력시장운영규칙 제6.2.1조에 근거하여 설립되었으며, 전기사업법 제21조의 금지행위를 비롯한 전력시장에서의 제반 불공정 행위에 대한 감시 및 시정조치를 담당하고 있습니다.

□ 본 보고서는,

○ 전력시장감시위원회가 전력시장의 동향을 정기적으로 파악하고 이상현상을 신속하게 감지함으로써 시장감시업무를 효과적으로 지원하기 위해 작성한 월간 전력시장분석보고서로서,

○ 시장감시지표는 시장운영 현황을 지표별, 기간별로 비교분석함으로써 사업자 시장지배력의 잠재성 및 행사여부, 시장구조 설계상의 개선사항 등을 파악하기 위한 기초 가이드입니다. 이 중 일부 지표들은 현재 변동비반영 전력시장(CBP)의 특성상 그 내용이 의미하는 바가 제한적이기도 합니다. 그러나 향후 전력시장구조가 선진형으로 발전 할 경우를 대비하여 이 지표들의 지속적 분석이 그 의미를 갖습니다.

□ 본 보고서의 자료는 초기정산 실적을 기준으로 월간 전력시장 운영실적, 월간 전력계통 운영실적을 참고 하고 있습니다. 본 보고서의 내용 중 전력거래소 정산시스템으로부터 도출된 데이터는 수정정산 등의 사유로 인하여 추후에 변경 될 수 있습니다.

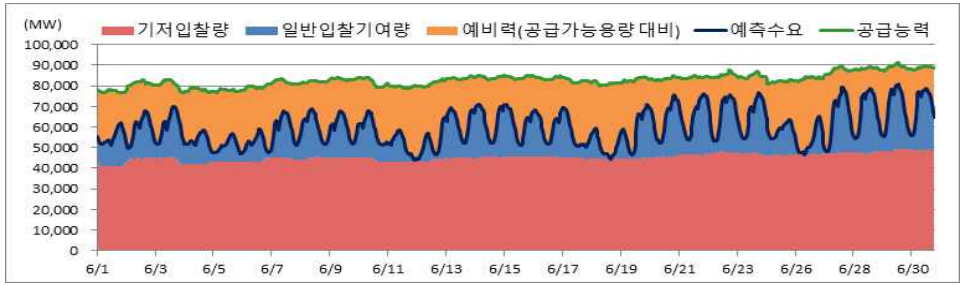
□ 본 보고서는 전력거래소(www.kpx.or.kr) 홈페이지에 게재하고 있으며, 보고서에 관해 문의사항이 있을 경우에는 전력시장감시위원회 사무국 (☎061-330-8355)으로 문의하시기 바랍니다.

2022년 6월 전력시장 개요

구분	세부 항목	실적	전년동월(전월*) 실적	차이
전력시장 참여 현황	회원수	**5,176개사**	5,118개사*	58개사↑
	설비용량	**128,126MW**	126,723MW*	1,403MW↑
전력거래량 및 거래금액	월 거래량	**437억kWh**	424억kWh	3.0%↑
	월 거래금액	**5.78조원**	3.95조원	28.5%↑
주요연료 열량단가	LNG 열량단가	**79,990원/Gcal**	47,954원/Gcal	66.8%↑
	석탄(유연탄) 열량단가	**45,804원/Gcal**	24,290원/Gcal	88.6%↑
SMP 및 정산단가	월 평균 통합SMP	**129.72원/kWh**	83.11원/kWh	56.1%↑
	월 평균 정산단가	**108.41원/kWh**	90.07원/kWh	20.4%↑
전력수요	최대전력수요	**84,739MW**	75,854MW	11.7%↑
	월 평균전력	**72,296MW**	66,350MW	8.9%↑

전력시장 현황

1. 전력수요와 공급가능용량



○ **공급가능용량 82,754MW**(전년동월 대비 1,195MW↑)
- 전년동월 대비 설비용량 증가, 계획예방정비량 감소로 공급가능용량 증가

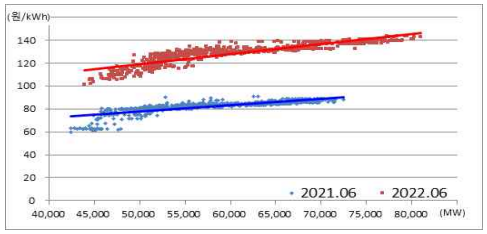
○ **예측수요 59,951MW**(전년동월 대비 1,780MW↑)
- 코로나 경기침체 일부 회복 및 평균기온 상승[1](+0.7℃)으로 전년동월 대비 예측수요 증가

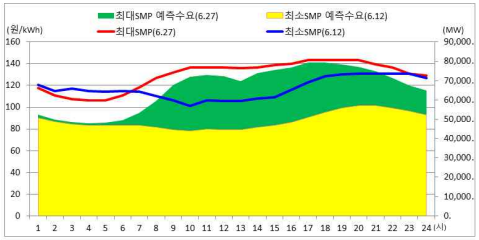
○ **기저입찰량 42,530MW**(전년동월 대비 2,815MW↑)
- 원자력 발전기의 계획예방정비량 감소로 기저입찰량 증가

○ **일반입찰기여량**[2] **17,422MW**(전년동월 대비 1,036MW↓)
- 전년동월 대비 기저입찰량 증가로 일반입찰기여량 감소

○ **예비력 22,803MW**(전년동월 대비 585MW↑)
- 전년동월 대비 공급가능용량 증가(+1.5%)로 예비력 증가

2. 예측수요와 전력시장가격



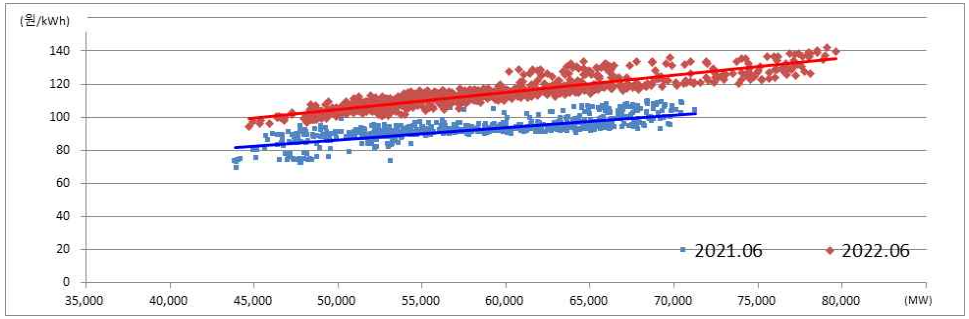


○ 금월 **예측수요와 시장가격간의 상관계수는 0.88**으로 전년동월 0.80보다 증가하여 시장가격 결정요인으로서 전력수요 영향도가 커짐

○ **평균 SMP**[3] **: 129.72원/kWh**(전년동월 83.11원/kWh 대비 56.1%↑, 전력수요 증가 및 LNG, 석탄의 열량단가 상승이 원인)
- 최저 육지SMP : 6.12(일) 10시, A_발전기(유연탄)이 결정한 101.17원/kWh
(전년동월 최저 SMP 59.41원/kWh 대비 70.3%↑)
- 최고 육지SMP : 6.27(월) 20시, B_발전기(LNG)이 결정한 146.12원/kWh
(전년동월 최고 SMP 90.68원/kWh 대비 61.1%↑)

1) 평균기온 : ('21년 6월) 21.7℃ → ('22년 6월) 22.4℃
2) 일반발전기의 입찰량(비중앙급전발전기, PPA 포함) 중 가격결정계획에 반영된 일반발전기 입찰량으로 '예측수요-기저입찰량'으로 산출
3) 육지와 제주 통합

3. 거래규모와 정산단가

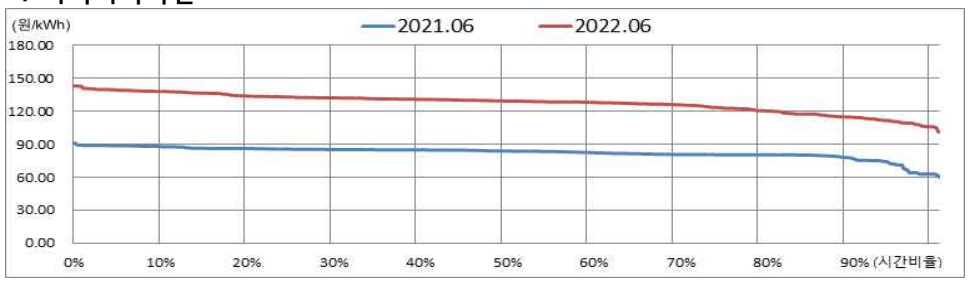


○ 금월 **전력거래량은** 코로나 경기침체 회복 및 평균기온 상승에 따라 전년동월(424억kWh) 대비 3.0% 증가한 **437억kWh**

○ 금월 **전력거래금액은** SMP 상승(+56.1%)에 따라 전년동월(3.95조원) 대비 28.5% 증가한 **5.78조원**

○ 금월 **평균 정산단가**[4]**는** 전년동월(90.07원/kWh) 대비 20.4% 상승한 **108.41원/kWh**로 이는 LNG 열량단가 상승(+66.8%)으로 인한 SMP 상승(+56.1%)이 원인

4. 가격지속곡선



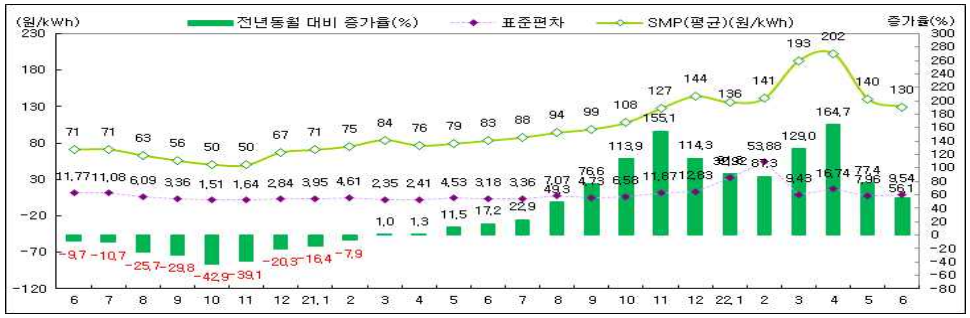
※ 전년동월·전월·금월의 시장가격 구간별 분포도(%)

시장가격	전년동월	전월	금월(전년동월대비(%p))
40원/kWh이상	100%	100%	100% (-)
50원/kWh이상	100%	100%	100% (-)
60원/kWh이상	99.9%	100%	100% (0.1%p↑)
70원/kWh이상	95.7%	100%	100% (4.3%p↑)
80원/kWh이상	80.6%	100%	100% (19.4%p↑)
90원/kWh이상	0.4%	100%	100% (99.6%p↑)
100원/kWh이상	0%	99.9%	100% (100%p↑)

○ 전년동월 대비 거의 모든 구간에서 가격결정비율이 증가함
- 전년동월 대비 전력수요 증가 및 연료가격 급등 등이 주요원인으로 분석됨

4) 정산단가 : 전력거래금액(RPS 의무이행비용과 배출권거래비용 제외) ÷ 전력거래량
정산단가는 수정정산 등의 이유로 조회 시점에 따라 달라질 수 있음, 확정치는 전력시장 통계책자가 발간되는 시점인 거래년도의 익년 6월 말에 결정됨

5. 가격변동성



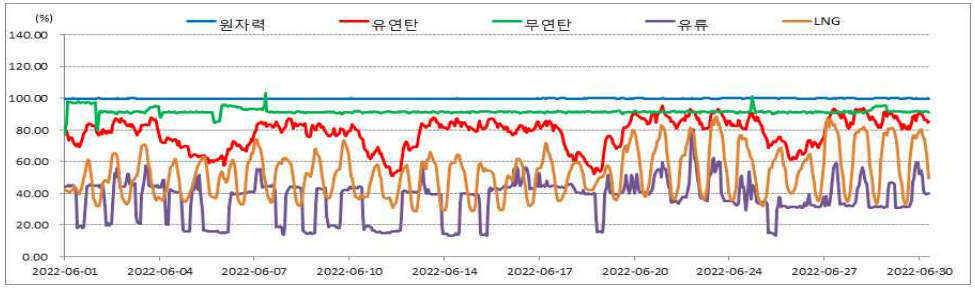
○ 금월 **평균 SMP는** 전력수요 증가 및 LNG 열량단가 상승(+66.8%)으로 전년동월 83.11원/kWh 대비 56.1% 증가한 **129.72원/kWh**

○ 금월 **SMP의 표준편차[5]는** 전년동월(3.18) 대비 상승한 9.54를 기록, 이는 LNG발전기의 가격결정 비율확대 및 전력수요 증가 등이 원인으로 보임

5) 표준편차 : 금월의 일별 통합SMP가 월 통합SMP를 중심으로 얼마나 분산되어 있는지를 나타내는 대표적인 수치

전력계통 현황

6. 연료원별 발전율(발전량/입찰량)



※ 연료원별 입찰대비 발전율(%)

연료원	원자력	유연탄	무연탄	유류(중유)	LNG
발전율(%)	99.90	79.79	91.71	37.19	53.03

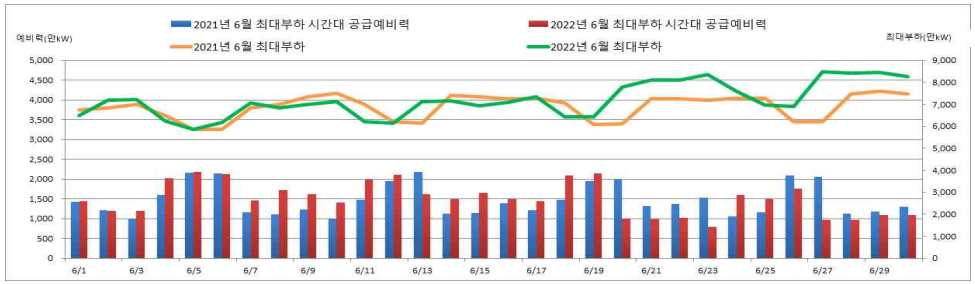
※ 입찰량/발전량/입찰 대비 발전율의 증감률(%)

	전년동월 대비	전월 대비
입찰량	1.51	6.96
발전량	3.61	4.55
입찰 대비 발전율(%p)	1.58	-1.78

○ 금월 **총 입찰량**은 **5,665만MWh**, **발전량 4,397만MWh**을 기록
- 코로나 경기침체 회복 및 평균기온 상승에 따른 전력수요 증가로 발전량은 증가함

○ 금월 **입찰 대비 발전율**은 전년동월(76.04%) 대비 1.58%p 증가한 **77.62%**를 기록
- 전년동월 대비 입찰량 증가량(1.51%) 보다 발전량 증가량(3.61%)이 많았기 때문
- 연료원별로 살펴보면 원자력 0.01%p↓, 유연탄 8.43%p↓, 무연탄 3.75%p↓, 유류(중유) 20.23%p↑, LNG 1.21%p↑

7. 일별 공급예비력 추이



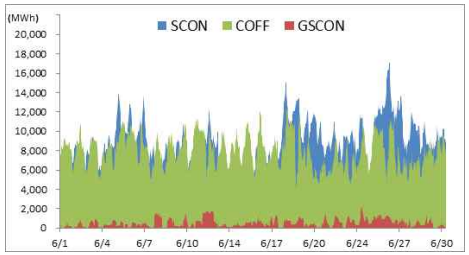
※ 위 그림은 일 최대부하 시간대의 공급예비력 및 최대부하 (단위: 만kW, %)

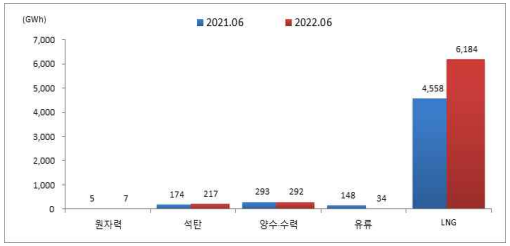
구분	2021년	2022년	
	6월(6.29(화) 17시)	5월(5.30(월) 17시)	**6월(6.27(월) 17시)**
최대전력수요(A)	7,585 (+0.7%)	6,914 (+4.1%)	**8,474** (+0.1%)
전력공급능력(B)	8,757 (-4.7%)	8,039 (+8.7%)	**9,436** (+7.7%)
공급예비력(B-A)	1,172	1,125	**963**
공급예비율[(B-A)/A]	15.4 (-30.0%p)	16.3 (+4.9%p)	**11.4** (-4.0%p)

※ 발전단 기준, ( )은 전년동월 대비 증감률(%), 증가폭(%p)

○ 주말(토·일요일) 및 공휴일(6.6)마다 최대부하가 감소하고 공급예비력이 증가하는 모습을 보임

8. 제약발전량(자기제약(GSCON_Q), 계통제약(SCON_Q), 제약비발전(COFF_Q))



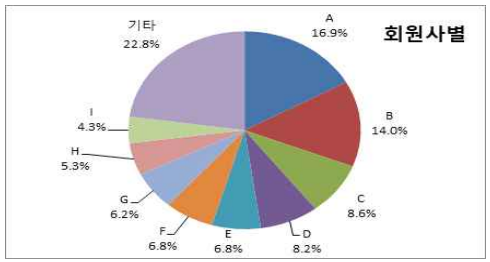


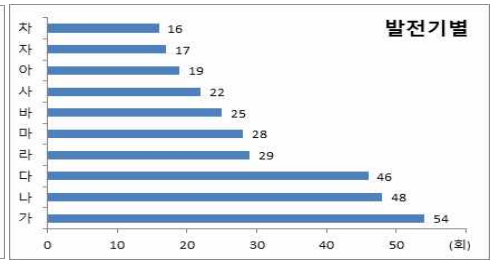
금월 기준	전년동월	전월	금월(전년동월대비(%))
제약량(GWh)	10,230	10,209	12,580(23.0%↑)

전체 제약발전량(GSCON_Q+SCON_Q)에 대한 연료원별 점유율(%)						
원자력	석탄	양수수력	유류	LNG	기타[6]	합계
0.1%	3.2%	4.3%	0.5%	90.6%	1.3%	100%

○ 금월 제약량 세부내역을 보면 COFF_Q 5,757.4GWh, GSCON_Q 385.2GWh, SCON_Q 6,438GWh를 기록
- 전년동월 대비 COFF_Q 803.3GWh↑, GSCON_Q 82.9GWh↓, SCON_Q 1,630.2GWh↑

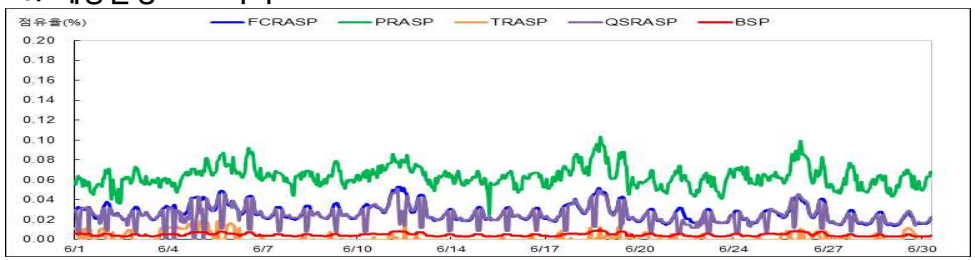
9. 실계통 한계발전기





○ 금월 **실계통한계발전기**의 비중이 가장 높았던 회원사는 16.9%의 비중을 차지한 A_회원사이며, 세부내역을 보면 **B_회원사의 가_발전기(유연탄)**가 54회로 최대 횟수를 기록
- 전년동월 회원사는 A_회원사(31.5%), 발전기는 A_회원사의 카_발전기(LNG)이 61회로 최대 횟수를 기록

10. 계통운영 보조서비스[7]



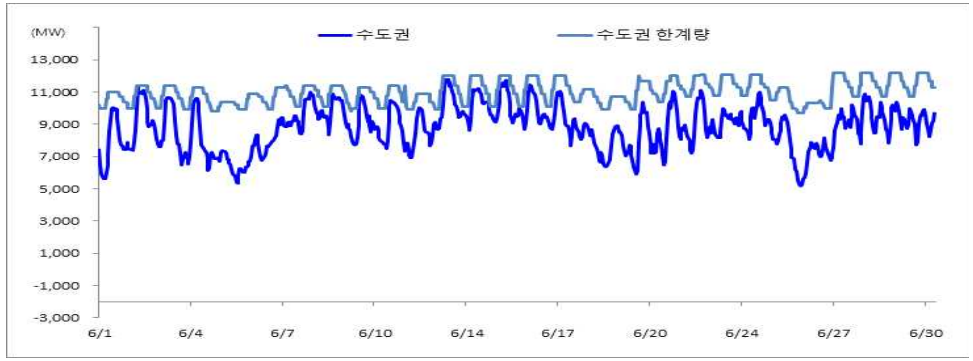
※ 보조서비스 정산금 세부 항목별 비율

비율(%)	FCRASP	PRASP	TRASP	QSRASP	BSP
금월('22.6)	**22.6%**	**52.1%**	**1.8%**	**19.5%**	**4.0%**
전월('22.5)	24.1%	49.3%	1.0%	21.0%	4.6%
전년동월('21.6)	32.1%	50.5%	1.3%	13.0%	3.0%

○ 보조서비스 정산금(ASP)은 76억원으로 총 정산금[8] 중 0.2% 차지

6) 바이오중유, LPG 포함
7) FCRASP 주파수제어예비력정산금, PRASP 1차예비력정산금, TRASP 3차예비력정산금, QSRASP 속응성자원정산금, BSP 자체기동정산금

11. 수도권 송전제약

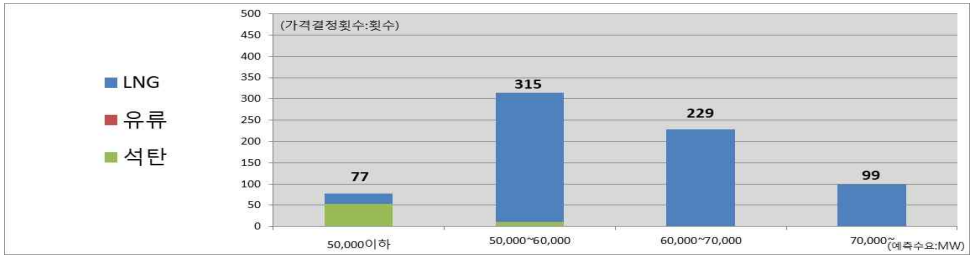


○ 금월 수도권 융통선로의 융통한계 대비 융통전력의 평균치는 79.8%를 점유(전년동월대비 15%p 상승)
○ 금월 최대전력수요 발생시[9] 수도권 융통선로의 융통한계(12,200MW) 대비 융통전력(9,495MW)은 77%를 점유
○ 금월 융통선로 마진이 가장 낮았던 시점은 6.16(목) 2시이며 융통한계 대비 실적이 99.2%에 육박함

8) 에너지 정산금(전력량 정산금+제약 정산금+기타 정산금), 용량 정산금, 보조서비스 정산금, RPS 및 ETS정산금으로 구성
9) 6.27(월) 17시 최대전력수요 : 84,739MW

사업자 행동

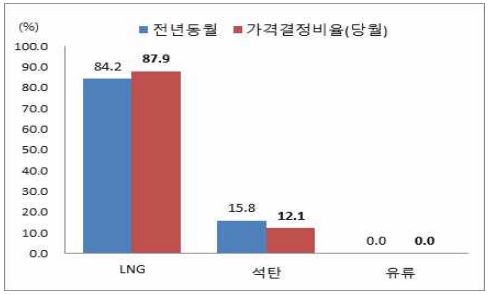
12. 전력수요 수준별 가격결정 발전기



전력수요(MW)/단위(횟수)		~ 50,000	50,000 ~60,000	60,000 ~70,000	70,000 ~
금월 ('22.6)	LNG	24	304	229	99
	석탄	53	11	0	0
	유류	0	0	0	0
	계	**77(10.7%)**	**315(43.8%)**	**229(31.8%)**	**99(13.8%)**
전월		150	367	227	0
전년동월		117	289	294	20

○ C_발전기(LNG)의 시장가격 결정횟수가 59회로 가장 많았으며, 각 전력수요 구간별로 살펴보면 50,000MW 이하 구간 0회, 50,000MW ~ 60,000MW 구간 36회, 60,000MW ~ 70,000MW 구간 23회의 가격결정을 함
- 50,000MW 이하 구간 : D_발전기(유연탄, 27회), E_발전기(유연탄, 16회), F_발전기(유연탄, 9회)
- 50,000MW ~ 60,000MW 구간 : C_발전기(LNG, 36회), G_발전기(LNG, 24회), H_발전기(LNG, 23회) 순으로 가격결정
- 60,000MW ~ 70,000MW 구간 : I_발전기(LNG, 28회), J_발전기(LNG, 27회), C_발전기(LNG, 23회)순으로 가격결정

13. 연료원별 시장가격 결정



주요 연료 열량단가 변동

(단위: 원/Gcal,%)

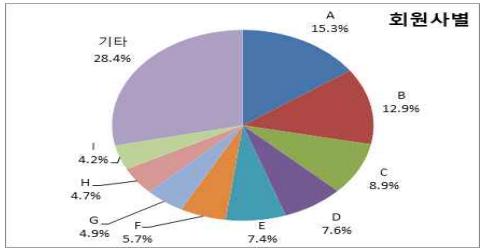
구 분	전년 동월	전월	금월 ('22.6)	증감 전년동월 대비	증감 전월 대비
LNG	47,954	83,338	**79,990**	66.8 %	-4.0 %
석 탄 (유연탄)	24,290	45,535	**45,804**	88.6 %	0.6 %
유 류	76,299	143,913	**163,333**	114.1 %	13.5 %

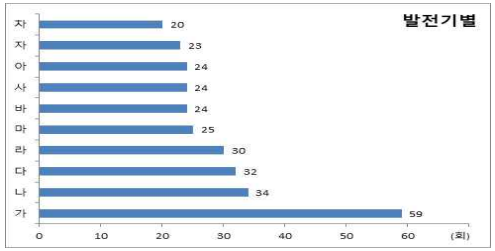
※ 연료원별 시장가격 결정 비율

연료원별	전년동월	전월	금월(전년동월대비(%p))
LNG	84.2%	87.1%	**87.9%(3.2%p ↑)**
석 탄	15.8%	12.9%	**12.1%(3.2%p ↓)**
유 류	0.0%	0.0%	**0.0%(0.0%p)**

○ 전력수요 증가 및 LNG 열량단가 상승으로 **SMP는** 전년동월 대비 56.1% 증가한 **129.72원/kWh**
○ 금월(720회)의 **연료원별 가격결정 횟수**는 **LNG 656회, 석탄 64회, 유류 0회**를 기록(전년동월 LNG 606회,석탄 114회)
- 전년동월 대비 전력수요 증가로 인해 LNG의 시장가격 결정 비율이 늘어남

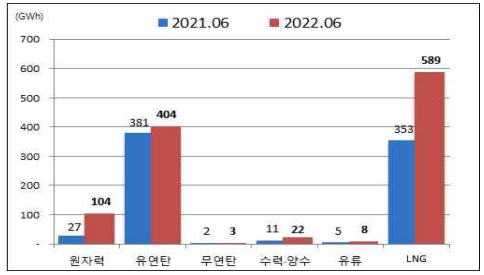
14. 사업자별 시장가격 결정 횟수

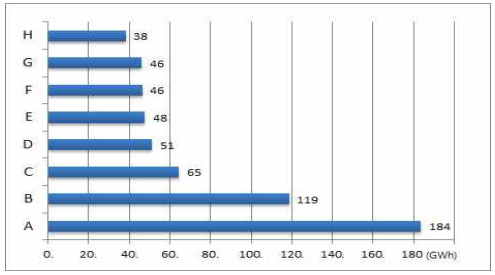




○ SMP 결정횟수가 가장 많은 사업자는 15.3%의 **A_회원사**이며, 발전기는 B_회원사**의 가_발전기(LNG)**가 59회로 가장 많이 결정
- 전년동월 회원사는 기타_발전사(13.8%), 발전기는 G_회원사의 차_발전기(LNG)가 51회로 가장 많이 결정

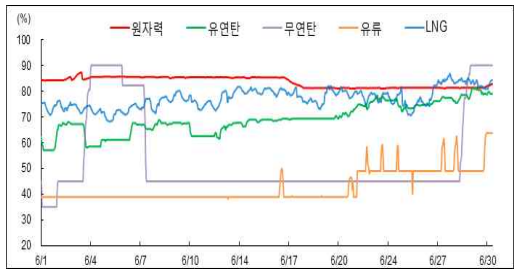
15. 변경입찰량(초기입찰대비 편차)





○ 금월 **시간대별 평균 변경입찰량**[10]: **46.4GWh**(전년동월 보다 높은 수준(33.2GWh))
- 금월은 연료원별로 LNG, 유연탄, 원자력 순으로 높은 변경입찰량을 기록
- A_발전기(LNG)은 계획예방정비 등의 사유로 높은 변경입찰량을 기록

16. 연료원별 입찰률(입찰량/설비용량)



전년동월·전월·금월의 설비용량 대비 입찰률(%)

연료원	전년동월	전월	금월 (전년동월대비(%p))
원자력	64.5	80.4	**79.0 (14.5%p ↑)**
유연탄	65.7	54.3	**67.3 (1.5%p ↑)**
무연탄	46.6	84.4	**53.0 (6.5%p ↑)**
유류(중유)	84.5	49.4	**42.8 (41.7%p ↓)**
LNG	83.7	72.6	**77.0 (6.9%p ↓)**

○ 금월 **설비용량 대비 입찰률**은 **61.4%**(전년동월 대비 0.2%p↓)
- 유연탄의 경우 금월 22일 K_발전기(유연탄), L_발전기(유연탄)의 계획예방정비 완료로 입찰률이 점차 증가함
- 무연탄의 경우 금월 8일 M_발전기(무연탄)의 계획중간정비로 인해 입찰률이 줄어들었다가 28일 다시 증가함

○ **전체 설비용량**은 N_발전기(원자력) 신설 등으로 전월 대비 **1,403MW**↑
○ **총 입찰량**은 설비용량 증가 등으로 전년동월 대비 1.5% 증가한 **5,665만MWh**

10) 평균 변경입찰량: 월간 시간대별 총 공급가능용량(A) - 월간 시간대별 총 변경공급가능용량(RA)

17. 양수발전기 운영현황

구 분		양수입찰량 (A)	양수동력량 (B)	발전입찰량 (C)	발전량 (D)	양수정산금 (E)	발전정산금 (F)	양수정산율 (E/F)
		단위:GWh		단위:GWh		단위:억(원)		
금월		14.4	359.2	9.9	275.7	362.0	387.7	93.4
전월		3.6	395.3	3.5	292.8	408.0	435.5	93.7
전년동월		11.6	376.3	7.5	292.6	245.7	266.5	92.2
증감	전월 대비	296.6%	-9.1%	183.1%	-5.9%	-	-	
	전년동월 대비	23.6%	-4.5%	33.0%	-5.8%	-	-	

○ **양수정산율**(양수정산금/발전정산금) : **93.4%**
- 전년동월 대비 증가(1.2%p)로 양수발전기 수익성 감소를 의미

○ 발전 및 양수 시간대 **SMP 차이**



○ 양수발전기 수익성 측면에서, '발전시간대SMP/양수시간대SMP'가 1.26 이상은 되어야하나 낮 시간대 태양광 발전 증가에 따른 수요 차감 효과로 최근 1.02 ~ 1.12 의 **낮은 수준을 유지 중**

수요자원 거래시장

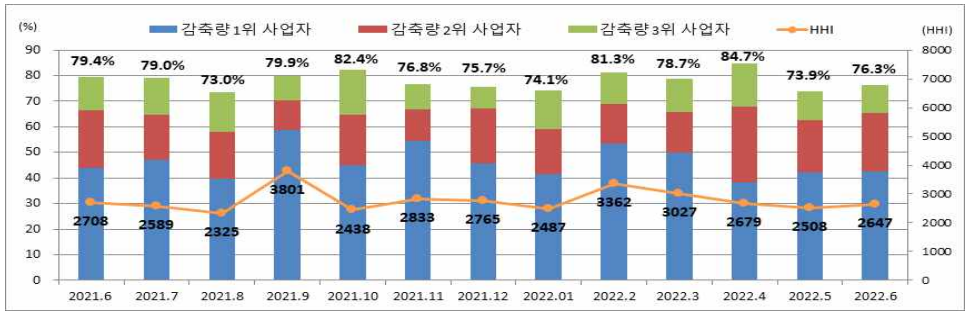
18. SMP의 NBTP[11] 초과시간 비율



○ 금월 **육지 SMP**(130.02원/kWh)**가 NBTP**(134.96원/kWh)**를 초과한 시간**은 480시간 중 26.5%에 해당하는 **127시간**을 기록함
- 금월 전력거래량(437억kWh)에서 **DR거래량**(0.4억kWh)이 차지하는 **비중은 0.01%**
(신뢰성DR : 6,082MWh, 경제성DR : 33,865MWh, 미세먼지DR : 0MWh, 국민DR : 1MWh, 플러스DR : 47.8MWh)

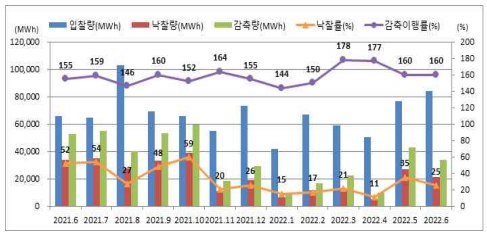
11) 수요반응자원 순편익가격(NBTP, Net Benefit Test Price) : 수요반응이 유발한 도매시장의 가격하락으로 발생하는 판매사업자의 이익이 수요자원에게 시장가격(SMP)로 보상하는 비용보다 크게 되는 최소의 도매시장가격으로, 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 말함

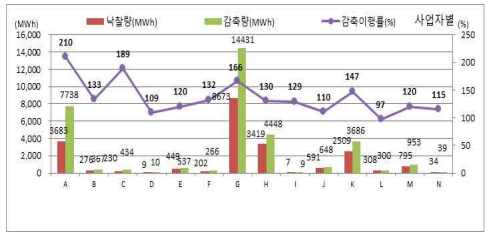
19. 경제성DR의 감축량 시장 집중도(CR3·HHI)



○ 월별 경제성DR 감축량 기준으로 산정한 **HHI**를 살펴보면 2021년 8월, 10월, 2022년 1월을 제외하고 2500 이상으로 **매우 집중된 수준**[12]이나 전년동월에 비해서는 다소 완화 되었음
○ 월별 경제성DR 감축량 기준으로 산정한 **CR3**는 **76.3%**로 전년동월 보다 낮은 수준을 기록함

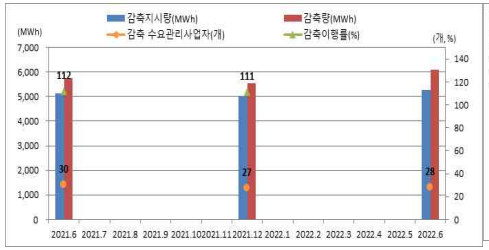
20. 경제성DR 감축이행률

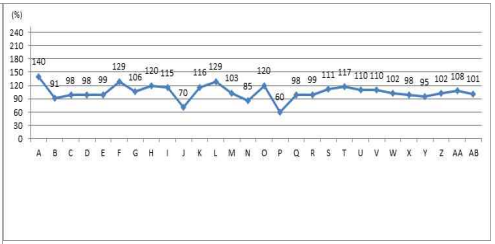




○ 금월 **경제성DR** 시장 운영실적을 살펴보면, 입찰량 84,205MWh에 대해 21,185MWh가 낙찰되어 **25%의 낙찰률**을 기록함
○ 금월 경제성DR **감축이행률**은 **160%**를 기록
- 금월 사업자별 경제성DR 감축이행률[13]을 살펴보면 쿠루를 제외한 모든 회원사가 100% 이상을 기록함

21. 신뢰성DR 감축이행률





○ 금월 신뢰성DR은 감축시험 및 재시험 시행으로 총 감축요청량 5,283MWh에 대해 28개 수요관리사업자가 6,082MWh를 감축했고, 115%의 감축이행률을 기록함

12) 해외 선진 DR시장의 대표격인 미국 PJM의 경우 '20년 경제성DR 감축량 HHI가 평균 9,056, CR4가 82.7%로 국내 경제성DR 시장집중도 대비 훨씬 높은 수치를 나타냄(참고자료 : 2020 State of the Market Report for PJM)
13) [전력시장운영규칙 제12.4.2.6조] 자발적 수요감축의 감축시행일별 평균 감축이행률이 거래별로 80% 미만인 횟수가 3회 이상인 경우 입찰을 제한한다.

지표해설

전력시장 현황

1. 전력수요와 공급가능용량

가격결정발전계획 수립 시 사용되는 예측수요와 기저입찰량 등에 의해 일반발전기의 반영정도가 결정된다.

- 기저입찰량, 예측수요, 공급가능용량 : 시간대별 실적을 평균화 한 값
- 일반입찰기여량 : 예측수요 - 기저입찰량
- 예비력 : 공급가능용량 - 예측수요

2. 예측수요와 전력시장가격

시장가격은 전력수요, 공급가능용량, 연료가격 등에 의해 영향을 받는데, 동 지표는 전력수요와의 상관계수 추이, 등락을 보고 시장가격에 대한 영향정도를 파악한다. 시장가격과 전력수요(송전단 예측수요)간의 상관계수가 상승하였다면, 이는 시장가격 결정요인으로서 전력수요 영향도가 커졌음을 의미한다.

이와 함께 시장가격과 전력수요의 평균, 증가율, 최대, 최소 시점 등 각 요소 간 연관관계를 분석 할 수 있다.

- 계통한계가격(원/kWh)(System Marginal Price) : 거래 시간 별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분

3. 거래규모와 정산단가

시장참여자의 거래량 및 시장규모를 가늠함으로써 정산단가*가 급등한 시점을 파악할 수 있다.

*정산단가: 전력시장에서 전력거래 시 전력공급자(전력구매자)가 받아야 할 금액(부담해야 할 금액)을 산출하여 계산한 단위당 가격

- 비중앙 포함

4. 가격지속곡선

가격지속곡선은 월간 시장가격의 분포를 시간 비율로 나타낸 것으로 전력수요, 연료가격, 설비용량 변동 추세 등을 간접적으로 반영한다.

- 제주와 비중앙 제외

5. 가격변동성

금월 통합SMP와 전년동월 대비 증가율을 살펴볼 수 있으며 표준편차를 통해 통합SMP*의 분산 정도를 파악할 수 있다.

*통합 SMP : $\frac{(육지SMP \times 육지예측수요) + (제주SMP \times 제주예측수요)}{육지예측수요 + 제주예측수요}$

전력계통 현황

6. 연료원별 발전율

실계통운영 결과인 발전율을 살펴봄으로써 특정 발전원 발전기의 정책적 가동, 임의적인 급전지시, 발전기 정지와 연료가격 등락에 따른 발전 기회 증감 등을 간접적으로 파악할 수 있다. 우리나라 전력시장은 발전비용이 낮은 순으로 계통에 투입되므로 일반적으로 수력, 양수, 원자력과 석탄 발전기가 높은 발전율을 보이고 복합, 유류기력, LNG기력 순으로 낮아진다.

7. 일별 공급예비력 추이

일반적으로 전력수요가 감소하는 봄과 가을에는 대용량 발전기들이 대거 예방정비에 착수하며, 냉방부하로 전력수요가 급증하는 여름이나 난방부하로 전력수요가 급증하는 겨울에는 공급가능용량을 최대로 확보하는 모습을 보인다.

8. 제약발전량

부가비용(Uplift)의 대부분을 점하고 있는 제약량(GSCON_Q, SCON_Q, COFF_Q)과 연료원별 제약발전(GSCON_Q+SCON_Q) 점유율을 살펴볼 수 있다.

- GCON_Q(발전사업자 자기제약발전량): 자체성능시험, 열제약 등 계통사유가 아닌 발전사 사유로 발전한 전력량

  SCON_Q(계통제약발전량): 송전제약, 수요예측 오차 등의 계통사유로 발전한 전력량

  COFF_Q(제약비발전전력량): 가격결정발전계획에 반영되었으나, 급전지시로 감발 또는 정지하는 전력량

9. 실계통한계발전기

가격결정발전기와 달리 실제 계통운영 결과, 어떤 발전기가 발전단가가 가장 높은 발전기(실계통한계발전기*)로 투입되었는지를 파악하여 차이가 많을수록 각종 제약이 많이 발생했음을 의미한다.

*실계통한계발전기: 발전량(계량값)이 0이 아닌 발전기 중 발전단가가 가장 높은 발전기를 시간대별로 집계한다. 단, 자기제약에 의해 발전한 발전기, 수력·양수, 제주 발전기는 제외한다.

- 비중앙 제외

10. 계통운영 보조서비스

항목별 보조서비스 정산금 추이 및 전력량정산금 대비 비중, 계통요구량 급변동 시점을 파악할 수 있다.

- FCRASP 주파수제어예비력정산금, PRASP 1차예비력정산금, TRASP 3차예비력정산금, QSRASP 속응성자원정산금, BSP 자체기동정산금

11. 수도권 송전제약

융통 한계량 초과가 예상될 경우, 통상 수도권 발전기의 발전을 지시하거나, 기동 중 한계량을 초과하여 수도권 부하를 차단하는 고장파급방지 시스템(SPS)을 운전함으로써 상정고장에 대비한다.

최대전력수요 발생 시 수도권 송전제약의 실적과 금월 융통선로 마진*이 낮았던 시점을 살펴볼 수 있다.

* 융통선로 마진 : (수도권 실적/수도권 한계량)/수도권 한계량×100[%]

사업자 행동

12. 전력수요 수준별 가격결정 발전기

금월 전력수요* 추세와 수요*구간에 대한 연료원별 가격결정 횟수를 살펴볼 수 있다.

* 여기서의 수요는 실적수요가 아니라 가격결정의 근간이 되는 예측수요 기준이다.

- 제주와 비중앙 제외

13. 연료원별 시장가격 결정

연료원별 가격결정 비율을 통해 전력수요 및 연료원별 열량단가·공급가능용량 등에 따른 가격결정 지배적 연료 변화를 살펴볼 수 있다.

- 비중앙 제외

14. 사업자별 시장가격 결정 횟수

가격결정 점유율(횟수)이 높은 회원사 및 발전기를 통해 지배적 사업자·발전기를 살펴볼 수 있다.

- 비중앙 제외

15. 변경입찰량

변경입찰은 시장가격에 영향을 미쳐 부가비용(Uplift)을 증가시키며, 초기입찰의 부정확성은 사업자의 부주의나 의도적인 행위뿐 아니라 발전소 현장 상황 변경(설비고장, 시험운전 등), 발전원별 특성에 따른 환경요인(기온, 해수온도 등) 등에 의해 발생한다.

- 일반적으로 원자력은 해수온도, 복합은 기온, 수력은 강우에 따라 출력이 변동함

16. 연료원별 입찰률

해당 입찰률은 설비용량 대비 입찰용량으로 비중앙 포함(PPA 제외) 수치이며, 연료원별 입찰률 급등락시점을 파악하여 시장환경 변화와 발전기 정지, 공급가능용량 축소를 통한 사업자의 전략적 행위 가능성을 감지할 수 있다.

- 비중앙 포함

17. 양수발전기 운영현황

전력시장운영규칙 [별표4] 입찰 운영 절차 중 6.3.3.5*의 연간 기준을 월 누계 값으로 산정해보았다. 7대의 양수발전기별 양수입찰량 합산 값과 발전입찰량 합산 값을 통해 양수발전기 허용편차율을 산출하여, 발전-펌핑 연계 규정 준수 여부를 간접적으로 파악하였다.

- 효율 0.79 : 7대의 양수발전기별 종합효율을 평균화한 값

* [별표4] 입찰 운영 절차

6.3.3.5 양수발전기의 발전입찰량과 양수입찰량은 상호 연계하여 제출하여야 한다. 연간 허용편차율을 10% 이내로 유지하여야 하며, 양수발전기별 허용편차율은 연간 기준으로 아래 산식에 따라 산정한다.

• 양수발전기별 허용편차율 산식 : |(발전입찰량-펌핑입찰량×효율)÷발전입찰량|

- 각 시간대별 가중평균 SMP를 토대로 양수시간대(1~8H) SMP 평균값, 발전시간대(9~24H) SMP 평균값을 산출하여 양수발전기 수익성 흐름을 파악할 수 있다.

수요자원 거래시장

18. SMP의 NBTP 초과시간 비율

수요반응자원의 낙찰 가능성 있는 시간비율을 산출함으로써, 수요자원시장 현황을 파악할 수 있다.

19. 경제성DR의 감축량 시장집중도(CR3·HHI)

경제성DR 감축량 상위 3개 사업자의 시장점유율 및 HHI 산출

- HHI(Herfindahl-Hirschman Index)는 시장지배력 행사 가능성을 시장구조적인 측면에서 파악하기 위해 사용하는 지표이다. 공정거래위원회의 기업결합심사기준(공정위 고시 제2011-12호)에 의하면 HHI 기준 시장집중도 판단기준은 HHI<1200(경쟁적, unconcentrated), 1200≤HHI≤2500(다소 집중됨, moderately concentrated), 2500≤HHI(매우 집중됨, highly concentrated)임

20. 경제성DR 감축 이행률

경제성DR 사업자의 감축 이행정도 및 신뢰성을 평가하기 위한 지표이다.

- 감축이행률(%) = 감축량/낙찰량×100
- 경제성DR은 자발적 참여시장으로 전력시장에서 발전기와 동일하게 입찰에 참여함으로써 낙찰 시고비용 발전기 가동을 대체하고 전력공급비용을 감소시키는 효과를 볼 수 있음. 수요반응자원의 감축계획량은 가격결정 발전계획에 따라 배분됨. 거래 당일 실제 감축이 이루어진 후, 감축량 확인, 정산금 지급 및 미이행에 대한 제재 등이 이루어짐.

21. 신뢰성DR 감축 이행률

신뢰성DR 사업자의 감축 이행정도 및 신뢰성을 평가하기 위한 지표이다.

- 감축이행률(%) = 감축량/감축지시량×100
- 신뢰성DR은 의무적 참여로 수급비상 예상 시 전력수요를 감축함으로써 발전기 건설을 대체하는 효과를 볼 수 있음. 평일 9시에서 20시(12시~13시 제외)의 가용시간에 대해 기본급을 보상받고, 전력수요감축량에 따라 실적급이 지급됨
- 감축 미이행에 대한 위약금 및 거래(입찰)제한 조치 사항

  신뢰성DR : (위약금) 이행률 97% 미만 시 미이행량의 2배에 해당하는 기본정산금 차감
  (거래제한) 이행률 80% 미만 3회 시 등록기간 종료일까지 거래제한

  경제성DR : (위약금) 감축 미이행량 × SMP
  (입찰제한) 이행률 80% 미만 3회 시 6개월간 미이행 프로그램별 입찰