

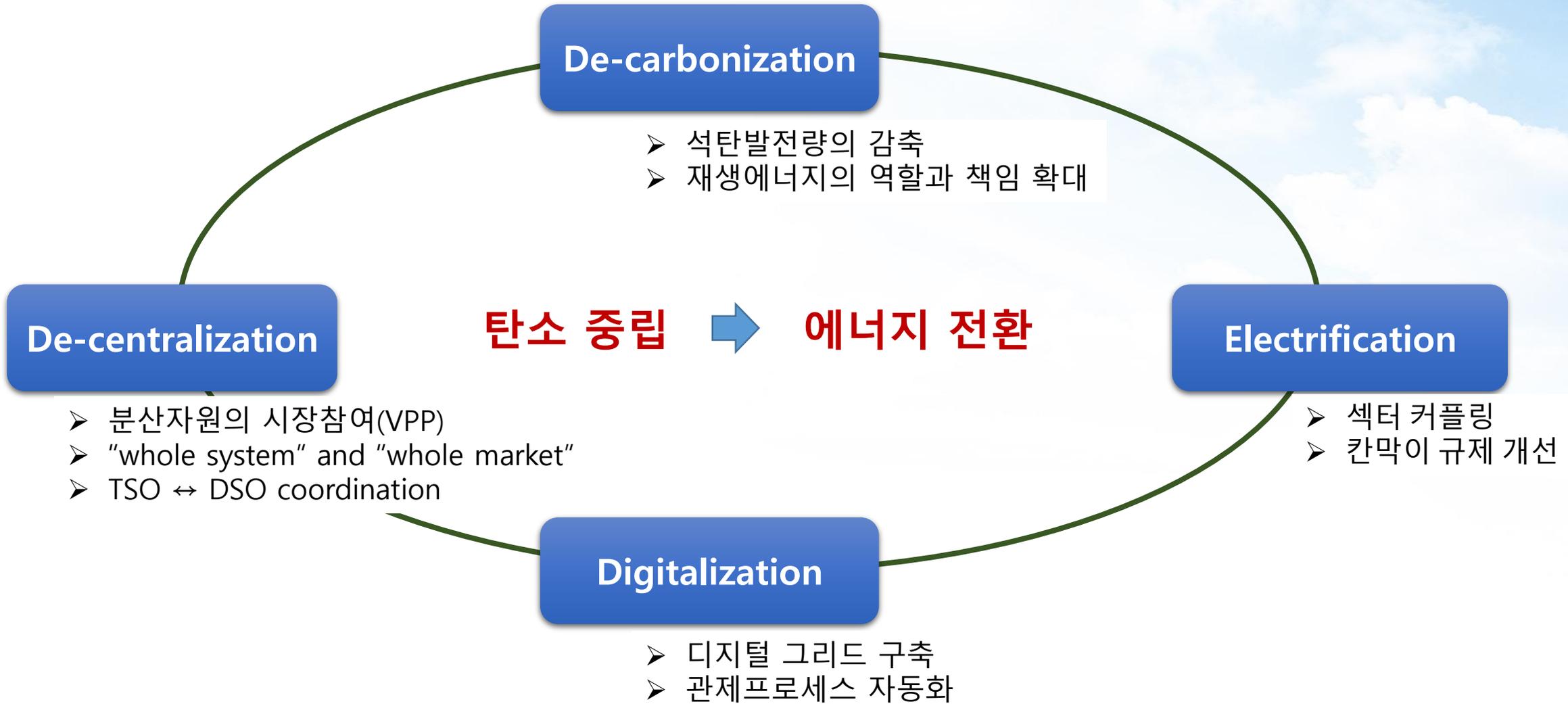
# 실시간 전력시장 및 보조서비스 시장 도입방향

2021. 9. 10

전력거래소  
차세대시장실장 옥기열  
okkil@kpx.or.kr

- ① 배경 및 과제
- ② 현황 및 문제점
- ③ 해외 시장 동향
- ④ 시장 개편 개요
- ⑤ 실시간 전력시장 기본설계(안)
- ⑥ 보조서비스 시장 기본설계(안)

# 1 배경 및 과제

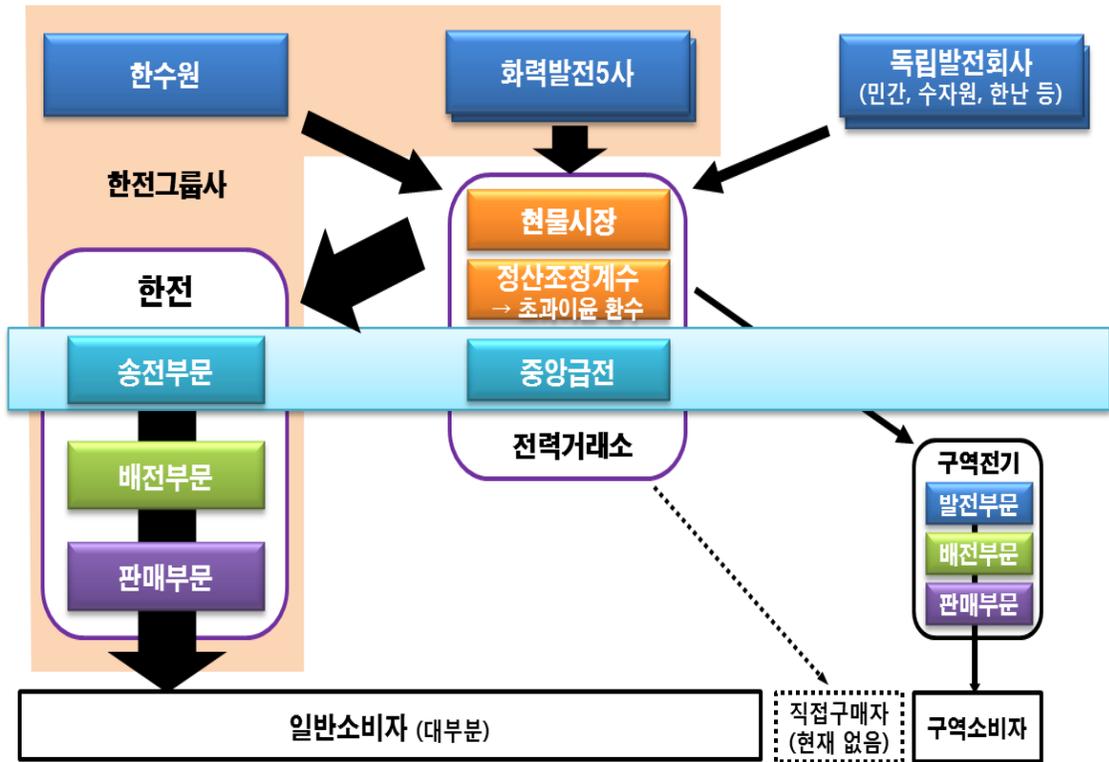


## 2 현황 및 문제점

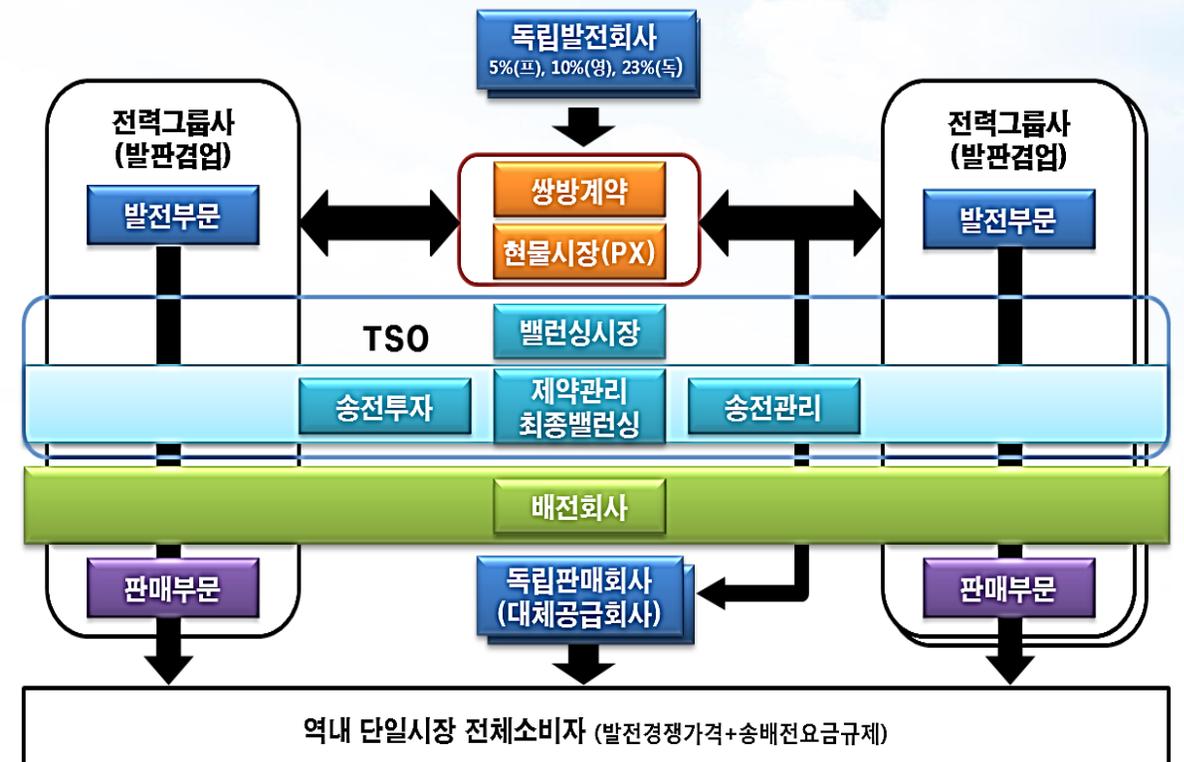
## ◆ 경쟁여건 미흡에 따른 전력시장의 한계 존재

- 해외의 경우 다자간 거래를 통한 경쟁여건이 활성화 되었으나,
- 국내 전력시장의 경우, 한전 그룹사의 지배적 상황으로 경쟁여건이 미흡하며 거래제도의 선택에 한계가 있음

[ 국내 전력시장구조 ]



[ 유럽(Central-Europe) 전력시장구조 ]



# 현황 및 문제점 - 빈약한 시장구조



## ◆ 선도시장 부재

- 경쟁구조한계
- 비용평가제도
- 정산조정제도

PX/OTC  
 TSO/ISO

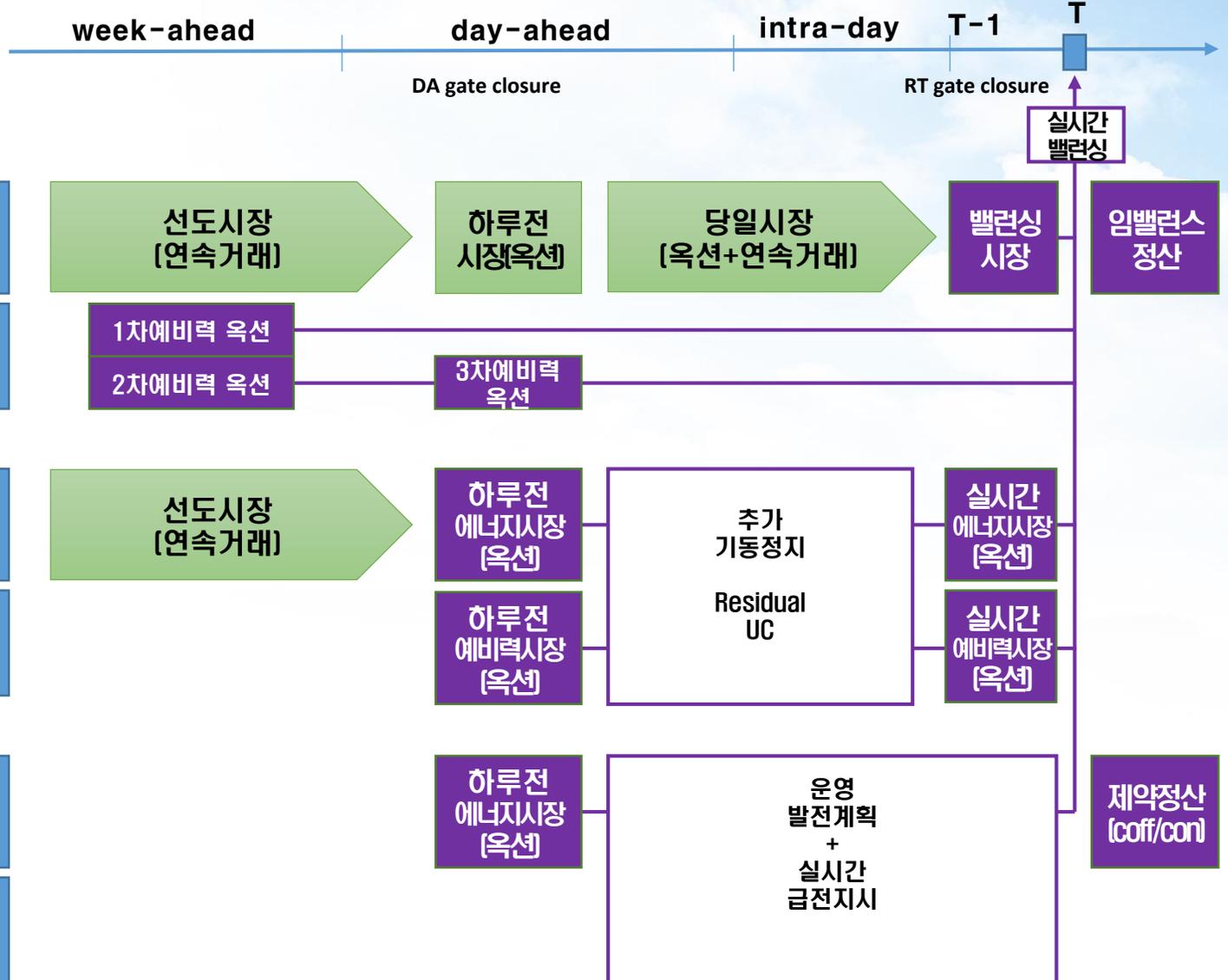
유럽형	에너지
✓ 유럽 ✓ 일본	보조 서비스

## ◆ 현물시장 미흡

- 하루전시장만 운영  
→ 실시간시장 부재
- 예비력시장 미비  
→ 제약정산의 일부
- 임밸런스제도 미비  
→ 거래이행유인 부재

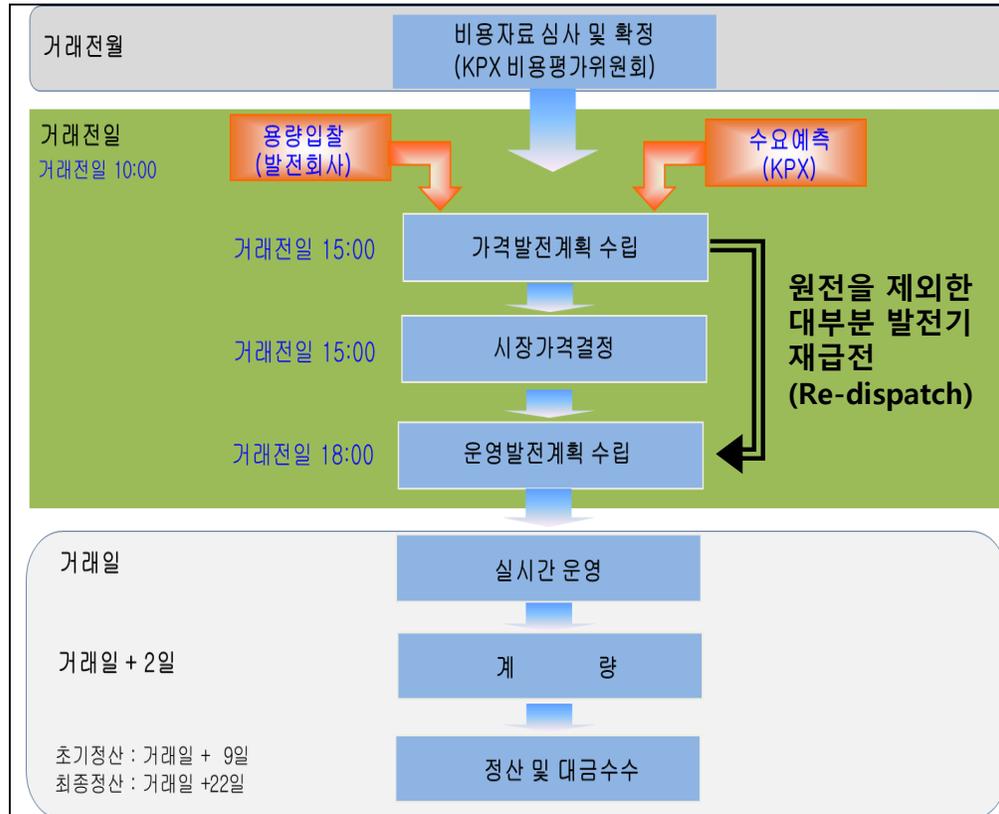
미국형	에너지
✓ 미국	보조 서비스

국내	에너지
	보조 서비스



## ◆ 하루전시장 낙찰제도 및 문제점

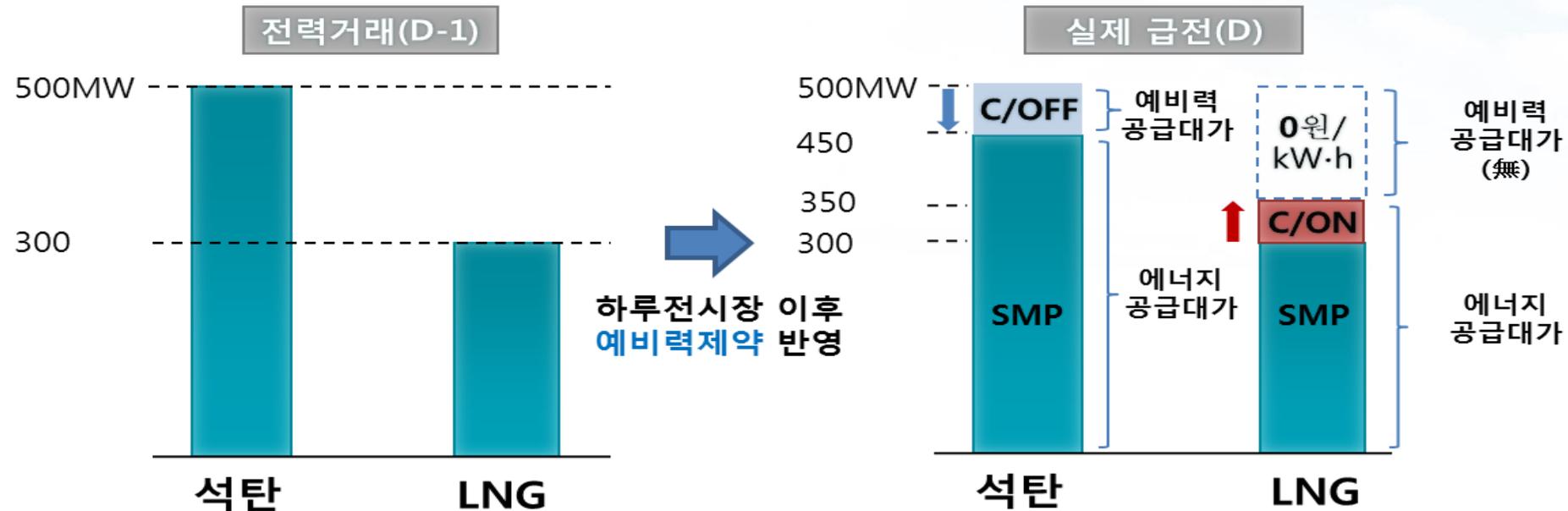
- ▶ 전력수요 및 연료비만을 고려할 뿐, 예비력, 송전제약, 필수운전량 등 실제 수급여건을 반영하지 않음
- ▶ 따라서, 실계통 운영을 위한 운영발전계획을 별도로 수립하며, 전력거래량(낙찰량)과 실발전량의 괴리가 큼



계통여건	가격계획 (전력거래)	운영계획 (계통운영)
발전특성 (기동시간 등)	Δ	○
자기제약 (열공급운전 등)	X	○
송전과부하 (정상/상정사고)	X	○
필수운전 (전압, 안정도 등)	X	○
제주HVDC	○	○
운영예비력 (1차/2차/3차)	X	○

## ◆ 공통의 예비력 가격이 부재하고 석탄발전기에 유리한 정산제도

- 석탄발전기(기저전원) : 예비력 공급대가를 비계약발전금(COFF=계통한계가격 - 자기 연료비)으로 정산
- LNG발전기(피크전원) : 대부분 잔여 공급능력을 예비력으로 무상공급(인센티브 부족)
- 재생에너지, 양수, ESS(속응성자원) : 예비력 지급 기준이 없어 공급사려 부재(송전사업자인 한전만 주파수조정용 ESS 설치)



### 3 해외 시장 동향

## ◆ [미국] 재생에너지 및 저장장치의 전력시장 참여 방안을 개선하기 위한 제도 개편 추진

- (FERC) Order 841(에너지저장장치 시장참여) 저장장치의 에너지, 용량, 예비력시장 참여를 위한 거래 제도 마련
- (FERC) Order 825(실시간 급전 및 정산단위 일치) 실시간 시장의 가격 및 정산 단위를 세분화 (기존 1시간 → 5분)

〈북미 에너지 실시간급전 및 정산 단위 현황〉

구분	CASIO	ISO-NE	MISO	NYISO	PJM	SPP
실시간 급전	5분	5분	5분	5분	5분	5분
실시간 정산	5분	1시간 (→ 5분)	1시간 (→ 5분)	5분	1시간 (→ 5분)	5분

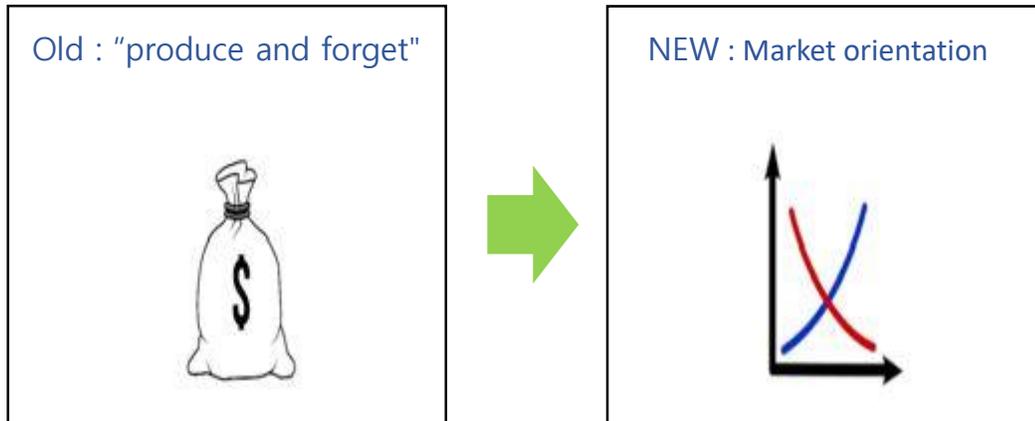
- (FERC) Order 2222(분산형 재생에너지의 VPP화) 분산형 재생에너지를 VPP로 집합화하여 전력시장에 참여함으로써 전력계통의 유연성 자원으로 확충
- (MISO, NYISO 등) 재생에너지를 급전가능 한 자원으로 시장에 참여토록 제도 개선
  - [기존] 정산만으로 참여 → [개선] 입찰, 가격결정, 급전, 정산 등

## ◆ [유럽연합] 재생에너지의 전력시장에 대한 능동적 참여를 위한 제도 개선

- EU 전력시장 규정(Regulation 2019/943)을 통해 재생에너지의 우선 급전을 단계적으로 폐지하고, 전력시장 입찰을 통한 밸런싱 확보 책무(전력거래량의 준수 책무)를 확대 (400kW 이상의 재생에너지)
- 재생에너지의 변동성·예측불확실성을 감안하여 실시간에 근접한 시장 개설 (당일시장, 실시간 시장)

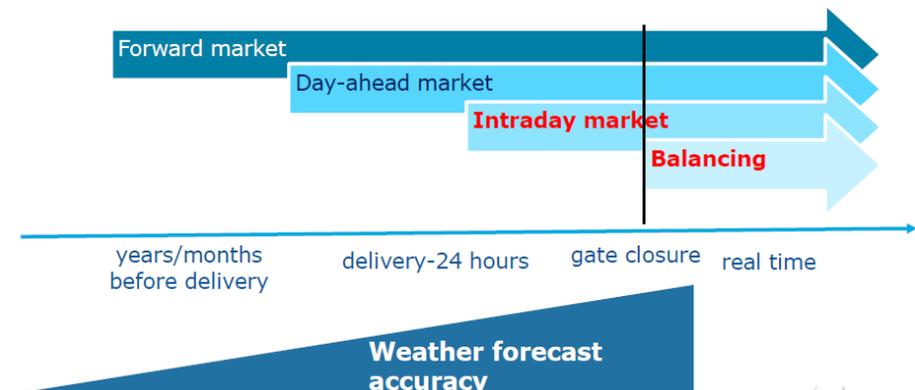
### Making renewables fit for the market...

- Phase in balancing responsibility
- Phase-out priority of dispatch



### ... and making the market fit for renewables

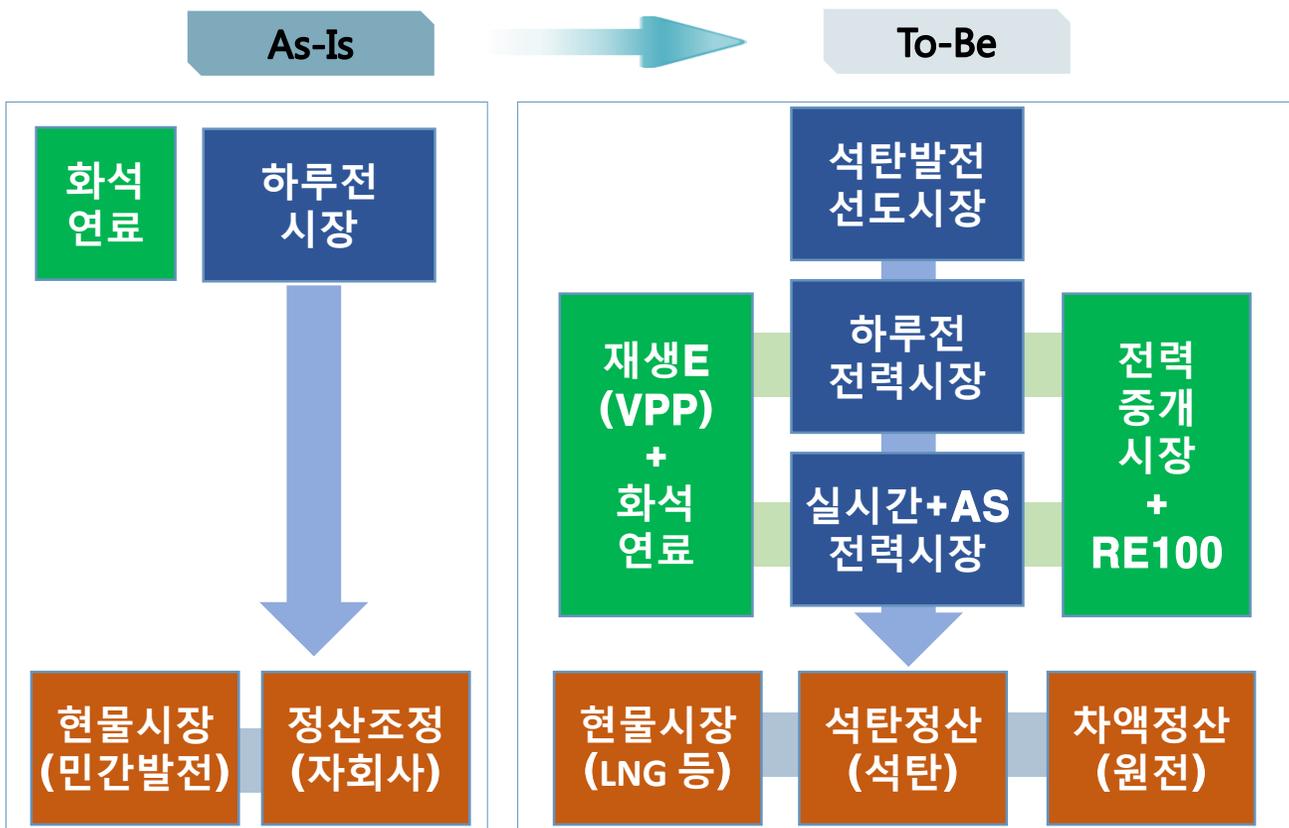
- Bring markets closer to real time: liquid and functioning intraday and balancing markets
- RES able to participate in all markets, including redispatching



## 4 시장 개편의 개요



## 탄소중립 달성을 위한 시장구조 재설계



재생E 확대	석탄발전 선도시장, 실시간시장, 예비력시장, VPP 등 전력시장 고도화 및 재생에너지의 시장친화적 통합
석탄감축	석탄상한제 및 가격입찰 석탄선도시장을 통한 온실가스 감축
변동성대응	재생E 예측인센티브, 관제고도화를 통한 재생E 불확실성 및 변동성 완화

### ◆ 시장 개편 기본방향

- ▶ 탄소중립을 위한 석탄발전량 감축
- ▶ 실계통운영과 전력시장의 괴리 해소
- ▶ 재생에너지 및 분산자원의 전력시장 참여방안 마련
- ▶ 시장 인센티브를 통한 전력계통 유연성(flexibility) 강화
- ▶ 경쟁구조 한계, 계통운영 과제 등 국내 여건을 고려

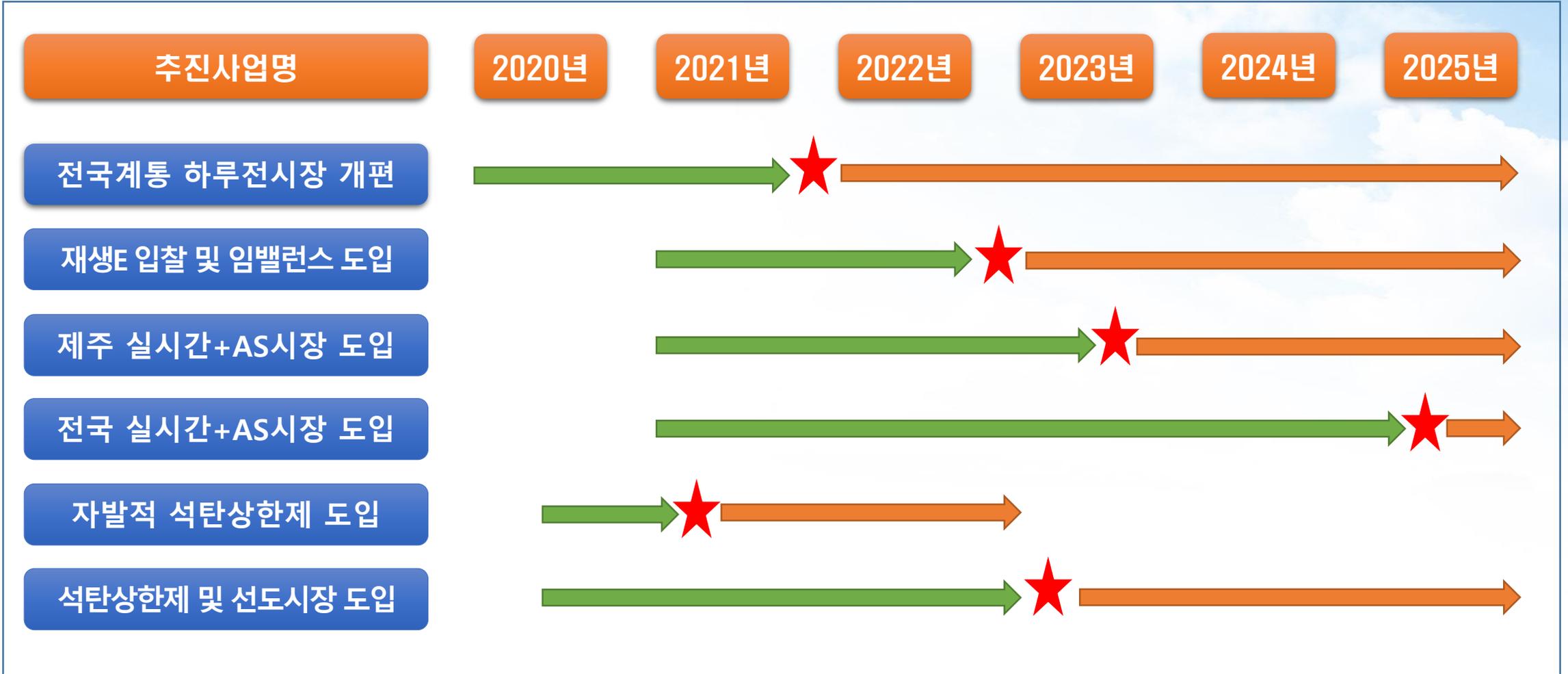
### ◆ 주요 개편 내용

전력시장 재설계	온실가스 감축	재생E 확대	유연성 확보
하루전시장 개편		●	●
실시간시장 신설	●	●	●
보조서비스시장 신설		●	●
석탄 선도시장 도입	●	●	
재생에너지 참여모델 다양화	●	●	●

# 시장 개편 개요 - 추진일정(안)

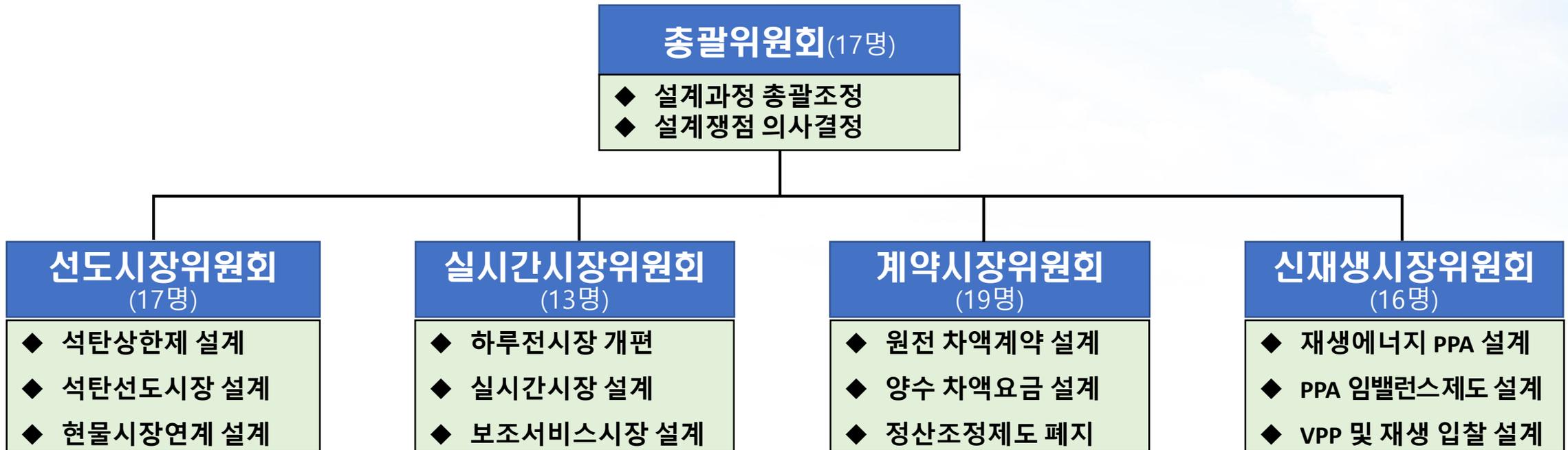


## ◆ 추진 일정(안) - 2025년 1월까지 단계적으로 전력시장 전반을 개편



※ 구체적인 일정은 시장설계 및 규칙개정 여건 등을 감안하여 조정

- ◆ [기능] 전력거래소의 시장설계(안) 자문·심의 ※ 최종 규칙개정은 규칙개정위원회에 의함
- ◆ [구성] 총괄위원회와 4개 전문위원회 - 산업부, 거래소, 한전, 발전사, 시민단체, 대학, 연구소
- ◆ [기간] 2021.3 ~ 2022. 상반기 - 필요시 연장



## ◆ 하루전시장 개편 주요내용 (제도개편 완료, '22.1 시행 예정)

- (하루전 에너지시장) 계통여건을 반영한 발전계획에 의한 전력거래량 낙찰로 시장과 계통 일치
  - ✓ 비현실적인 가격발전계획을 폐지하고 실계통 기반의 운영발전계획\*에 의한 전력거래량을 낙찰
  - \* 실계통 운영상의 발전기 자기제약, 예비력 요구사항, 송전망 운영제약 등을 반영하는 발전기의 가동계획
- (보조서비스 개선) 발전기가 실제 예비력 제공 대가를 받을 수 있도록 정산제도 개선에 주력
  - ✓ 시장 공통의 예비력 요금을 신설하고, 실제 예비력 공급실적(EMS 활용)으로 정산
  - ✓ 예비력 요금제도는 예비력 시장 도입에 선행한 이행기의 조치

## ◆ 하루전시장 개편 의의

- 전력시장과 실계통 운영의 괴리를 회수함과 아울러 거래 외적인 부가정산금을 크게 축소
- 시장 공통의 예비력 요금을 마련하여, 양수 / ESS 등 유연성 자원에 대한 보상기준을 마련

## 5 실시간 전력시장 기본설계(안)

## ◆ 실시간시장의 의의

- ▶ 하루전 시장의 전력거래량에 대한 이행 및 정확도를 제고
  - 하루전 거래량 대비 실시간 편차에 대한 실시간 가격리스크에 노출

<미국형 실시간시장에서의 이중정산 효과>

구 분	연료비	하루전 계약량	실시간 전력량	실시간 Imbalance	현행시장(하루전)			이중시장(하루전+실시간)			현행 대비 증감
					전력량정산금	계약정산금	총수익	하루전 대금	실시간 대금	차감 대금	
발전기1	40	50	0	-50	0	0	0	50*90 =4,500	-50*95 =-4,750	-250	-250
발전기2	90	40	50	10	40*90 =3,600	10*90 =900	4,500	40*90 =3,600	10*95 =950	4,550	50
발전기3	95	0	40	40	0	40*95 =3,800	3,800	0	40*95 =3,800	3,800	0
계통한계가격		90	95	0							

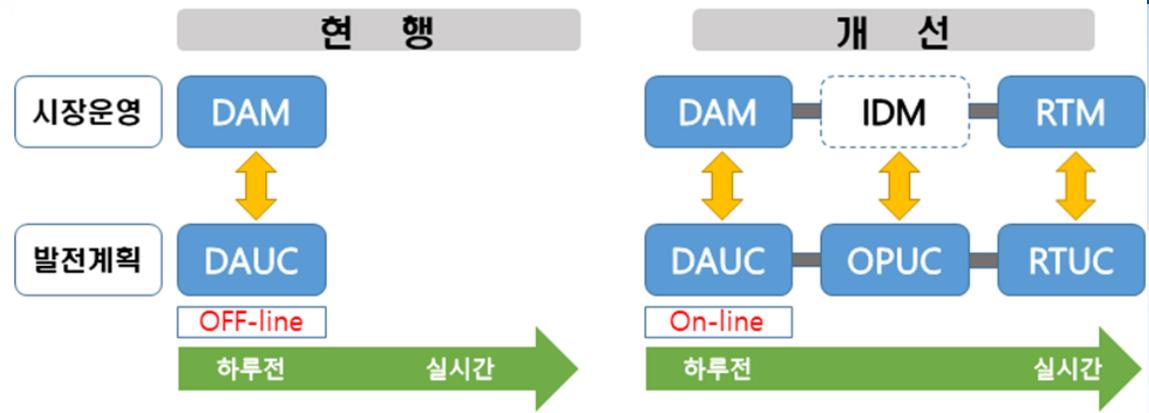
※ 하루전시장과 실시간시장의 이중정산 결제산식 : 결제금액 = 하루전계약량\*하루전가격+(실시간전력량-하루전계약량)\*실시간가격

- ▶ 실시간 전력수급을 반영하는 시장가격
  - 재생에너지 확대에 따른 유연성 수요(램핑)를 가격으로 구현 (하루전 시장 → 1시간 평균, 실시간 시장 → 15분)



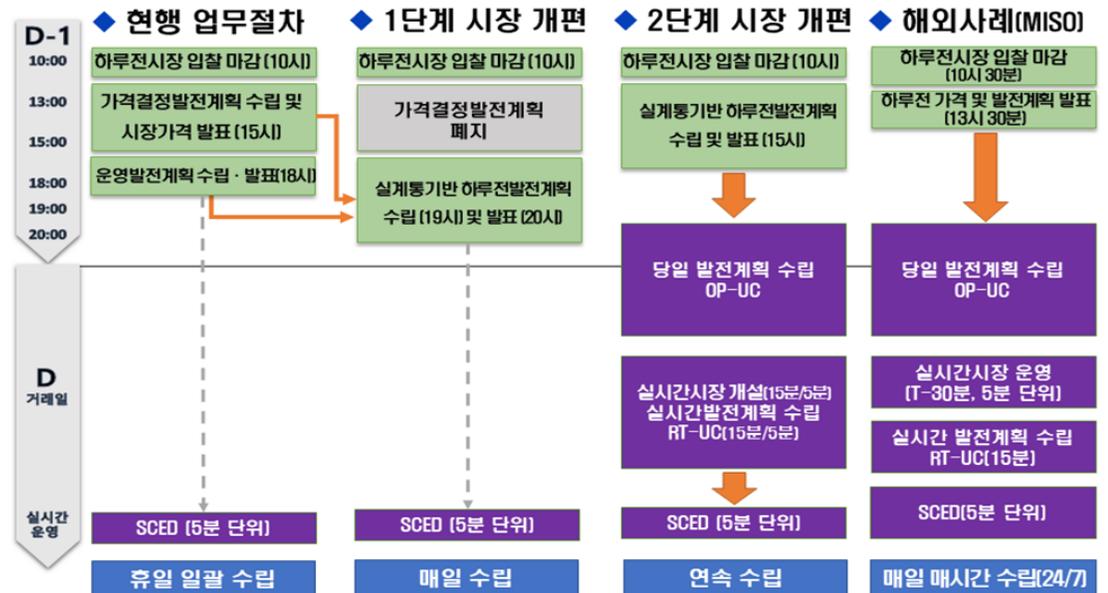
## ◆ [원칙1] 현물시장 구조

- ▶ 하루전시장과 실시간시장으로 구성  
→ 추후 재생에너지를 고려 당일시장 도입



## ◆ [원칙2] 현물시장 운영주기

- ▶ 휴일을 포함 매일 정시 운영  
→ 전력거래소 조직 및 프로세스를 개선



※ 오차 1,000MW 이상 발생시 재검토(현행 및 1단계 시장 개편 시)



## ◆ [원칙3] 현물시장 거래단위 (MTU : Market Time Unit)

- ▶ 하루전시장은 1시간, 실시간시장은 RTUC 계획단위에 맞추어 15분
- ▶ 거래단위에 맞추어 입찰, 발전계획(낙찰), 가격결정, 정산결제 모두 하루전시장은 1시간, 실시간시장은 15분

<해외 전력시장의 거래단위>

구분	하루전시장				실시간시장			
	입찰	낙찰	가격	정산	입찰	낙찰	가격	정산
미국	1시간	1시간	1시간	1시간	1시간	5분	5분	5분
유럽	1시간	1시간	1시간	1시간	15분	15분	15분	15분

<실시간시장 거래단위(안)>

구분	1 안	2 안
내용	15분 시장 (청산엔진 : RTUC)	5분시장 (청산엔진 : SCED)
고려사항	① 거래단위별(15분vs.5분) 실시간가격의 상대적 변동성 ② 거래단위 축소로 인해 소요되는 추가적인 거래비용 ③ IT시스템(Online UC)의 발전계획 수립 단위(15분)	

## ◆ [원칙4] 밸런싱 확보책무 (Balancing Responsibility)

- ▶ 모든 시장참여자의 밸런싱 확보책무를 원칙으로 하되, 설비규모 및 시장여건을 고려 단계적으로 도입

<국내외 전력시장의 밸런싱 확보책무 현황>

구분	중양급전 발전기	비중양급전 발전기	재생에너지		전력수요 (DR제외)
			Dispatchable	Non-Dispatchable	
북미	○	△	○	X	○
유럽*	○	○	○	○	○
국내	○	X	X	X	X

\* 유럽연합은 400kW 이하의 재생에너지는 밸런싱 확보책무 면제 (EU regulation 2019/943)

<비급전 비중양, 재생에너지, 수요에 대한 밸런싱 확보책무(안)>

구분	1 안	2 안
내용	일정 규모 이상은 밸런싱 확보 책무 의무화	현행 유지 (거래소가 밸런싱 책무 전담)
고려사항	① 당일시장이 없는 경우 재생에너지의 밸런싱 확보 책무에 따른 부담이 크게 증가 ② 수요입찰을 시행하는 경우 한전의 시장지배적인 상황을 고려하여 타당성을 신중하게 검토 필요 ③ 재생에너지에 대한 밸런싱 확보책무 부과는 중개사업자의 역할을 제고할 것으로 기대	



## ◆ [원칙5] 현물시장 입찰단위 (unit bid vs portfolio bid)

- 중앙급전발전기를 비롯한 일정 규모 이상의 발전기는 계통해석 등을 위해 호기별로 입찰
- 다만, 일정 규모 이하의 재생에너지 및 수요측은 포트폴리오(집합) 입찰을 허용

## ◆ [원칙6] 밸런싱 가격 및 임밸런스 가격 (balancing energy price vs imbalance energy price)

- 밸런싱 전력량과 임밸런스 전력량에 단일 한계가격(single marginal real time price)을 적용하되,
- 허용범위(tolerance)를 초과하는 임밸런스 및 급전불이행에 대하여 임밸런스 페널티를 별도 마련

<해외 전력시장의 밸런싱 가격 및 임밸런스 가격>

구 분	실시간 시장가격
미국형	밸런싱 가격 = 임밸런스 가격 = 실시간 가격 (Marginal) (Marginal)
유럽형	밸런싱 가격 ≠ 임밸런스 가격 (Pay-as-bid) (평균 가격 등 다양)

<실시간시장의 밸런싱 가격 및 임밸런스 가격(안)>

구 분	1 안	2 안
내 용	밸런싱 가격 = 임밸런스 가격	밸런싱 가격 ≠ 임밸런스 가격
고 려 사 항	① 전력시장 효율성 측면에서 단일 한계가격이 최선이라는 의견이 다수 ② 밸런싱 가격과 임밸런스 가격을 구분하는 경우 정산 산식이 복잡 ③ 과도한 임밸런스 내지 급전지시 불이행은 별도의 정산 페널티 신설	

<참고> 미연방에너지규제위원회(FERC ORDER 890)의 임밸런스 페널티

편차 구간	구 분	임밸런스 요금
발전계획 용량 대비 편차 ±1.5 퍼센트 이하 (최소 2MW 초과)	Incremental Cost(부족발전→실시간매수)	100%
	Decremental Cost(초과발전→실시간매도)	100%
발전계획 용량 대비 편차 ±1.5 퍼센트 초과 ± 7.5퍼센트 이하 (최소 2MW 초과 10MW 이하)	Incremental Cost(부족발전→실시간매수)	110%
	Decremental Cost(초과발전→실시간매도)	90%
발전계획 용량 대비 편차 ± 7.5퍼센트 초과 (혹은 10MW 이상 초과)	Incremental Cost(부족발전→실시간매수)	125%
	Decremental Cost(초과발전→실시간매도)	75%

## ◆ [원칙7] 지역별 시장가격 도입 여부 (system marginal price vs locational marginal price)

- 가격제도의 연속성, 지역가격 도입 편익의 불확실성, 기술적인 어려움 등을 고려 현 계통한계가격을 유지
- 지역가격제 또는 모선가격제는 기술적 여건이 갖추어 지는 경우 장기적으로 도입 타당성 재검토

구분	1 안	2 안	3 안
내용	SMP	지역가격 (인출제약 발생개소)	모선가격 (폴 네트워크 모델)
고려사항	① 재생에너지의 지역적 편중을 고려시 발전입지 선택 폭이 좁음 ② 소규모 재생에너지를 통한 국민의 발전사업 참여 고려시 가격 차등제 도입 어려움 ③ 폴네트워크모델의 지역적 가격 도입은 여건 고려시 장기간 소요 예상 ④ 발전입지에 대한 지역신호는 지역차등 송전이용요금으로 가능		

## ◆ [원칙8] 보조서비스 비용부담

- 보조서비스를 통한 전력공급 안정성 확보는 전기소비자의 편익이므로 현행처럼 수요측이 비례 부담

구분	1 안	2 안
내용	수요측에 비례분담 (현행 유지)	원인유발자 비용분담 원칙 세부 설계
고려사항	① 사업자별, 발전기별 원인유발에 대한 세부 내역 산정은 기술적으로 쉽지 않을 것 ② 당분간 CBP 시장이 유지된다는 가정하에, 발전측에 대해 비용부담하는 경우 원가 회수를 위한 또다른 정산 항목을 만들어야 하는 상황	

## ◆ [원칙9] 계통한계가격 결정방법론 (three part pricing vs single part pricing)

- ▶ 전력거래소는 현행 하루전시장의 가격결정방법론을 실시간시장에 준용하는 방안을 기본안으로 제시
- ▶ 미국식 증분비반영 가격결정방법론으로 전환하자는 이견이 제기되어 추가적인 검토 및 논의 예정

구분	1 안	2 안
대안	한계발전기의 총변동비용	한계발전기의 증분변동비용
내용	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기동가격+무부하가격+증분가격</li> <li>○ 기동정지를 고려한 한계비용</li> <li>○ 현행 하루전시장의 가격결정 방법을 하루전시장과 실시간시장에 적용</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 증분가격</li> <li>○ 출력증분만을 고려한 한계비용</li> <li>○ PJM 등 북미 가격결정 방법을 하루전시장과 실시간시장에 적용</li> </ul>

- ▶ 증분비만을 반영하는 계통한계가격으로 전환하는 경우 가격수준의 전반적인 하락을 유발하므로, LNG발전기의 인프라 마진 축소에 따른 효율향상 유인이 약화되고, 재생에너지 수입의 감소로 정책보조금 인상압력을 초래할 우려

## ◆ 재생에너지 입찰제도 도입(안) [**※ 기본설계안 및 설계위원회 검토가 아직 미정인 상황**]

- (중앙) 재생에너지를 주요 자원으로 구성한 VPP 등은 중앙급전발전기로 시장 참여
  - ✓ **가격입찰 허용여부, 입찰서의 내역 및 형식, 중앙급전 요건 등 세부 사항 미확정**
- (비중앙) 일정 규모(미정) 이상 비중앙 재생에너지도 자신의 발전계획량(예측량)을 제출

구분	현행	개선
등록	비중앙발전기 (모든 재생에너지)	중앙급전발전기 (VPP 등)
입찰	X	○
용량요금	X	○
급전	X	타 재생에너지에 우선하여 급전

- 재생에너지의 중앙급전 허용 및 입찰의무화 제도에 맞추어 **현행 중개사업자 발전량 예측제도의 개편이 필요**

\* 현행 예측제도의 인센티브 단가 : 6% 초과 ~ 8% 이하 3원/kWh, 6% 이하 4원/kWh

## ◆ 재생에너지 출력제한시장 도입(안) [※기본설계안 및 설계위원회 검토가 아직 미정인 상황]

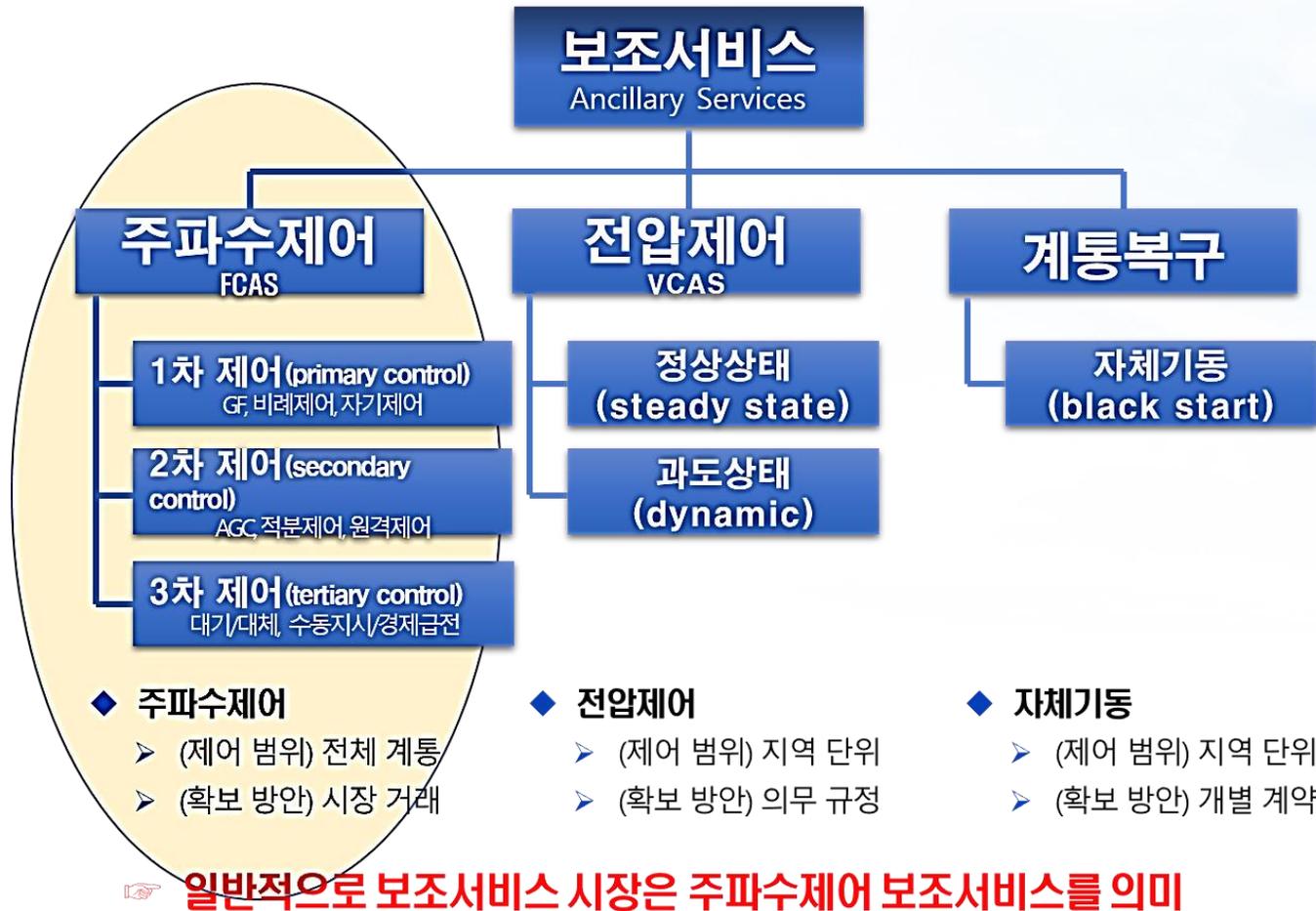
- (목적) 송전인출용량을 초과하는 재생에너지 발전량에 대한 시장기반의 출력제한 제도를 마련하기 위함
- (입찰) 전력시장에 입찰의무가 있는 일정 규모 이상의 재생에너지는 발전계획량에 대한 "curtailment bid" 제출
  - ✓ 플러스 DR도 재생에너지와 마찬가지로 출력제한시장에 입찰 가능
- (낙찰) 전력거래소는 재생에너지의 출력제한이 필요한 경우, "curtailment bid" 의 우선순위에 따라 제한량을 낙찰
- (정산) 출력제한된 재생에너지에 대하여 "curtailment bid" 에 따른 한계가격 또는 pay-as-bid로 보상
- (지급) 한전(송전사업자로서의 역할) → 전력거래소 → 출력제한된 재생에너지 사업자

## ◆ 재생에너지 유연성시장 도입(안) [※기본설계안 및 설계위원회 검토가 아직 미정인 상황]

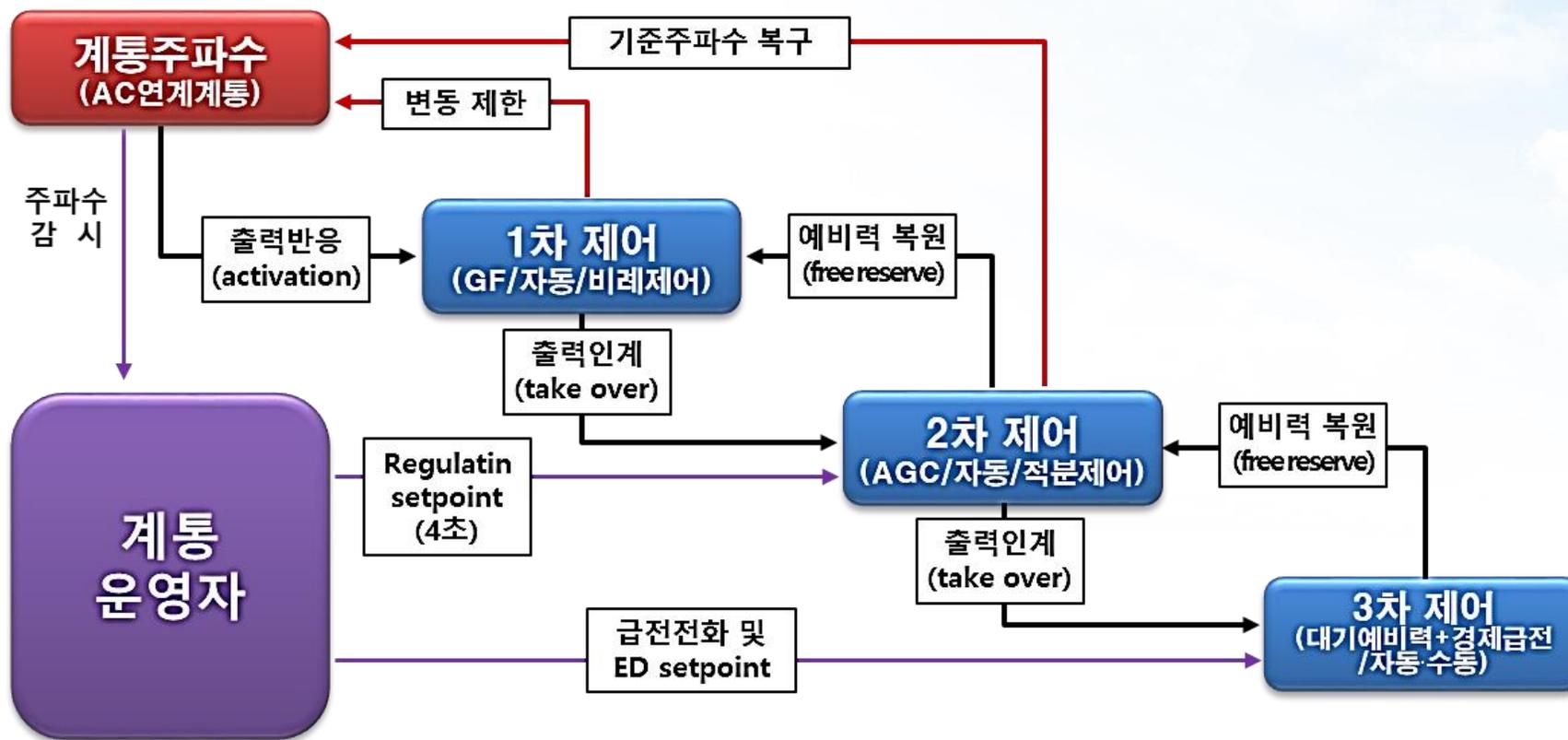
- (목적) 유연성 자원(석탄) 감소, 경직성 자원(원전) 및 변동성 자원(재생에너지) 비중 증가에 따른 계통유연성 확보
  - ✓ 주말 등 전력수요가 SKW은 경부하 시간대에는 이미 계통유연성 확보에 어려움을 겪고 있음
- (입찰) AGC 운전이 가능한 재생에너지는 발전예상량 대비 감발가능용량 및 AGC 제어범위(증감발 범위)를 제출
- (계약) 전력거래소는 재생에너지 유연성 수요를 사전에 도출하고, 경매 또는 개별협상으로 계약발전기를 결정
- (정산) 전력거래소는 유연성 재생에너지를 실제 급전한 경우 계약단가에 따라 정산
- (지급) 한전(판매사업자로서의 역할) → 전력거래소 → 계약 및 급전된 재생에너지 사업자

## 6 보조서비스 시장 기본설계(안)

## ◆ 보조서비스의 종류



## ◆ 주파수제어(LFC: Load Frequency Control)의 개념



## ◆ 주파수제어를 위한 예비력 운영기준

- 주파수제어보조서비스 = 예비력(reserve) + 출력제어(activation)
- 국내 예비력 확보기준은 신뢰도고시 및 시장운영규칙에 의하며 합계 6,500MW
  - ✓ 전력거래소는 공급마진에 해당하는 공급예비력 기준을 별도로 운영 (운영계획 단계 10,000MW, 실시간 단계 7,500MW)
- 보조서비스 거래대금 = 예비력대가 + 제어대가
- 예비력대는 예비력가격으로, 제어대는 제어단가(현 보조서비스 정산단가)로 이원화하여 정산결제



## ◆ 예비력시장 개설

- (예비력가격) 실시간시장 개설을 통해 예비력 현물가격을 도출
  - ✓ (현행-요금제) 직전년도 예비력실적을 기준으로 만들어진 분기별 1시간 단위 요금제
  - ✓ (개편-시장가격) 발전기의 예비력제공 기회비용으로 산정하는 15분 단위 실시간 예비력 현물가격 도입
  - ✓ (산정방법) 실시간 EMS 예비력실적으로 예비력 물량 및 가격 산정
- (예비력 상품) 예비력 기회비용이 높은 1차,2차,주파수제어 예비력을 대상으로 예비력 가격 도출

## ◆ 예비력시장 도입 효과

- (가격신호) 예비력과 주파수 보조서비스를 시장가격으로 보상하여 보조서비스 제공 유인 강화
  - ✓ 기존 요금제가 아닌 직전년도 실적 기준의 실시간 예비력 가치에 의한 시장가격으로 정확도 제고
- (재생e 수용성 증가) 보조서비스 정산금 증가로 유연성 자원의 수익성 제고에 기여, 재생e 수용성 증가
  - ✓ 시장가격으로 예비력의 실제가치를 보상함으로써 보조서비스 정산금 증가 → 유연성 자원의 수익성 제고
  - ✓ 유연성 자원의 전력시장 유인 인센티브 제공 → 재생e 수용성 증가 및 탄소중립 이행 확립

감사합니다.

smart  
KPX