전력거래소

[2024년 청정수소발전시장 운영계획]

2024. 5. 3.

CONTENT

2024년 청정수소 발전시장 운영 계획

01 입찰공고 일반사항

02 입찰 참가 자격

03 입찰제안서 작성 필요사항

04 입찰제안서 평가

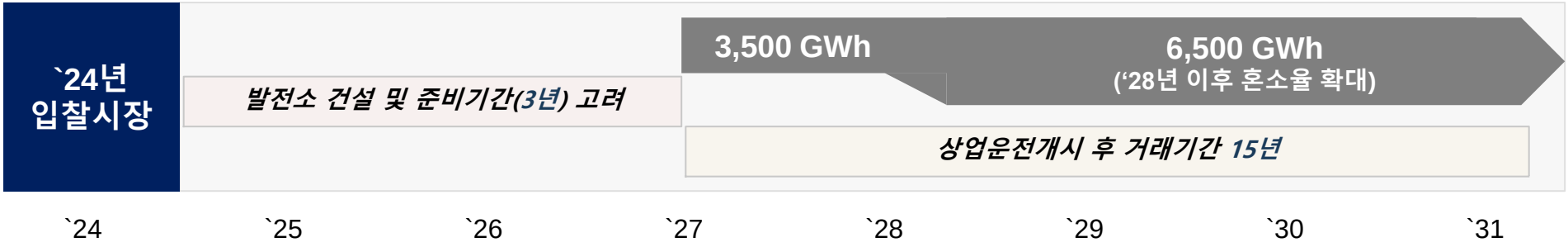
05 계약 주요사항

1

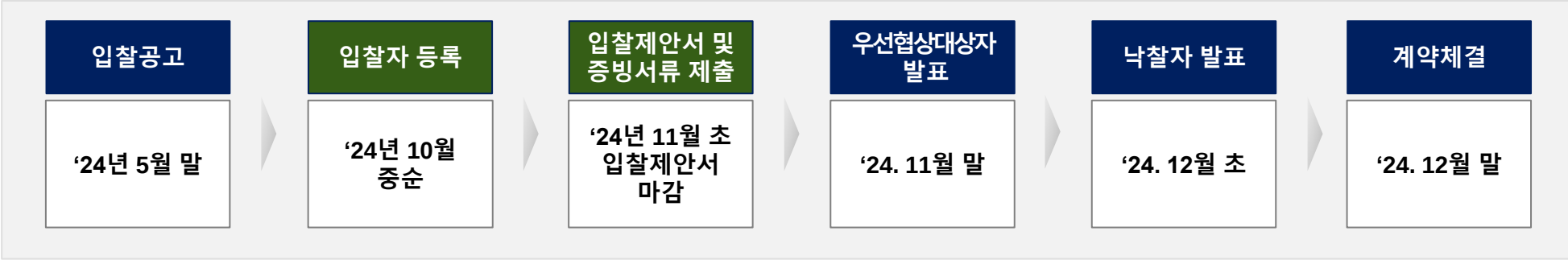
입찰공고 일반사항

개설물량 **수소발전입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시**에서 제시한 구매량을 기준으로 **6,500GWh** 개설

- 2027년 구매량은 시운전 등 수소·암모니아 혼소율이 낮을 수 있는 점을 감안하여 설정하였으나, 정상 혼소율시 6,500GWh 규모
- 유효경쟁물량이 개설물량 기준으로 경쟁률이 1.15:1보다 적을 경우 경쟁률이 1.15:1이 되도록 선정물량 조정 가능



입찰일정 입찰공고 후 **6개월 간**의 **입찰제안서 준비기간** 부여



2

입찰 참가 자격

구 분			내 용
입찰대상 발전설비 요건	대상 설비		▪ 석탄-암모니아 및 LNG-수소 혼소 발전설비 / 전소 수소발전설비 ※ 단, 입찰공고 마감일까지 **RPS 등록 이력이 있는 전소 수소발전설비는 참여 불가**
	기술 요건		▪ 급전지시에 따라 운전하는 **중앙급전발전기 요건 준수** 및 **유연성 자원 활용 가능** 설비
	인허가 요건		▪ 입찰공고 마감일까지 **발전사업허가를 취득**한 발전설비 또는 **신청을 완료**한 설비
입찰자 요건	재무 요건	**신용등급**	▪ 사업자 또는 최대주주*(재무적투자자 제외)의 기업신용평가등급 **BB- 이상** * 신설기업(**설립 9년 이내**)의 경우 주주명부상의 최대주주로 평가 대체 가능
		납입자본금	▪ 입찰 시 총 사업비의 **1.5% 이상**
		자기자본비율	▪ 준공 시 총 사업비의 **15% 이상**
환경 요건	활용 연료		▪ 청정수소인증 운영기관의 **청정수소 인증서 취득** 또는 **취득 예정 청정수소** ※ 예비검토 컨설팅 결과 제출 권고, 자체 산정 등급 제출시 **국내 청정수소 인증 관련 법령 및 고시 등의 준수**가 필요하고 **국내 인증운영기관의 예비검토 컨설팅 신청서류에 준하는 증빙서류 첨부** 요구
	기준혼소율		▪ 열량기준 **20%** 이상
	배출량 요건		▪ **혼소발전 後 잔여탄소배출량 < 혼소발전 前 탄소배출량**을 만족하는 **최대 이용률** 산정 $\frac{\text{과거 기준이용률}}{(1 - \text{혼소율})} \times \max\left(1, \frac{\text{통합 } BM}{\text{연료원별 } BM}\right)$

장기계약 및 선도시장 특성을 고려하여 참여요건 운영으로 사업이행의 확실성 담보

최대 허용 이용률 산정기준

혼소발전 前	설비용량 × **과거기준이용률** × 8760 × **개별BM계수**
혼소발전 後	설비용량 × **최대허용 이용률** × 8760 × (1 - 혼소율) ×**개별BM계수**
최대 허용 이용률	**과거기준이용률**/(1 - 혼소율) × max(1, 통합BM/연료원별 BM)

※ 전소설비의 경우 탄소배출 연료를 사용하지 않으므로 제한 없음

최대 허용 이용률은 탄소배출저감을 위한 상한일 뿐 이용률 보장 및 적정 수준의 이용률을 의미하는 것은 아님

[참고] 배출량요건 적용 통합BM 및 연료원별 BM 기준

석탄	LNG	통합
0.7874	0.3997	0.6822

※ 온실가스 배출권거래제 제3차 계획기간(2021~2025년) 국가 배출권 할당계획(안) 붙임4

기설 발전기 과거기준이용률 산정

- 입찰 참가대상 발전기의 **과거 5개년 평균** 이용률(송전단 기준)
- 입찰공고 이후 **수소발전입찰시스템 Q&A 게시판**을 통해 입찰참여 발전기의 기준이용률 문의(영업일 기준 **5일이내** 회신)

예시

과거기준이용률 30%, 혼소율 20%

석탄	**30% / (1- 0.2) × max (1, 0.6822/0.7874) → 최대 37.50%**
LNG	**30% / (1- 0.2) × max (1, 0.6822/0.3997) → 최대 64.13%**

신설 발전기 과거기준이용률 산정

- 전력시장 내 **LNG 가스터빈 발전기**의 **과거 5개년 평균 이용률**(송전단기준) 중 **클래스별 상위 50%** 발전기를 대상으로 계산한 이용률 제시

H/J 클래스	G클래스	F클래스
69.90%	50.90%	47.23%

- 발전기 기술 특성 자료상의 클래스에 해당하는 기준이용률을 활용하여 입찰물량 산정을 위한 최대 허용 이용률 계산

3

입찰제안서 작성 필요사항

발전설비 용량 및 전력거래량

판매하고자 하는 연간 수소발전 전력량(kWh) 입찰

입찰 물량 = 1 설비 용량 × 2 8760 × 이용률 × 3 혼소율

※ 연간 거래량은 계약기간(15년) 동안 고정

1

- 입찰에 참여하는 발전설비의 발전사업허가(신청) 용량

2

- 연간 거래량 산출에 활용한 연단위 이용률(%)
- 배출량요건을 넘지 않는 수준에서 제시
- 계통여건을 고려하여 사업자 검토 후 반영
  - 관리기관의 기준이용률 제시는 이용률 보장으로 받아들여져 고가의 전원에 대한 소비자 부담 및 他전원과의 형평성 문제 발생

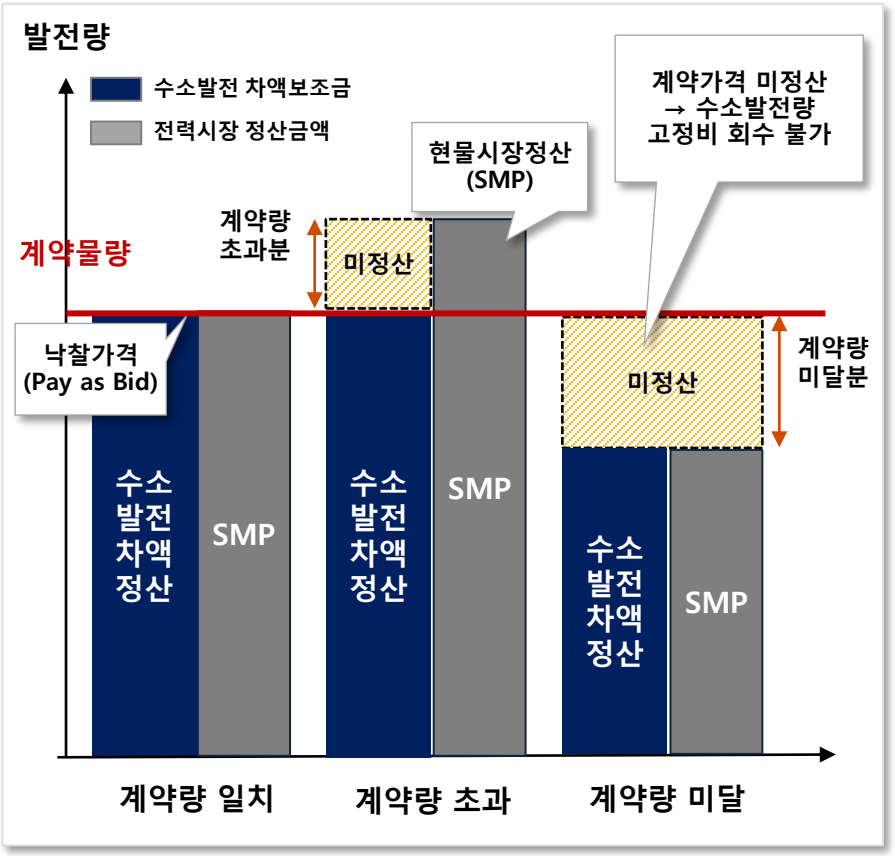
3

- 기준혼소율(열량 기준 20%) 이상 반영

전력거래량 관련 참고사항

과부족 발전량 처리 방안

- 사유에 관계 없이 계약량 초과시 SMP 정산/미달시 미정산



판매 희망가격

청정수소발전량에 대한 총 LCOE(고정비+연료비) 입찰

- **계약 · 정산가격**은 입찰시 제출한 **입찰가격**(Pay-As-Bid **방식**)
- **비공개 상한가격**(총LCOE 및 연료비Index) 설정

입찰 가격	청정수소발전 총LCOE(kWh)	=	1 고정비	+	2 연료비

1

- **발전기개조, 인프라(인수시설, 저장탱크, 배관 등) 투자비, 암모니아 크래킹 설비 투자비, 설비 운영비 등**

2

- **해외 연료도입비, 국제 선박 수송, CCS 비용 등**
- **블루 수소 ·암모니아 의 경우 Index 적용 여부 선택**

그린 수소·암모니아	**고정가** 입찰 및 정산
블루 수소·암모니아	**고정가** 또는 **Index 연동** 선택

블루수소 연료비 Index

- 사업자의 **연료비 리스크 완화** 및 **연료도입가격 하락 유도**를 위한 **연료비 Index 연동 정산** 방식 마련

Index 적용 범위	**LNG 변환계수 × LNG 가격**
기준연료비Index	**Henry-Hub**
Index 기준가격	**과거 10년 평균** ※$3.2/mmbtu 내외(소수점 둘째자리까지)

- 연료비 Index 적용시 **Index의 변동성**에 따라 **계약가격 대비 초과·미달 정산**

조정 후 인덱스 적용 변동 계약가격	=	입찰제안서상 인덱스 적용 변동 판매가격	×	변동성 사후조정 인덱스

변동성 사후조정 인덱스	Henry-Hub **정산 대상 월 평균** / Index 기준가격

※ EIA의 Henry-Hub Natural Gas Price 월별 데이터 활용

4

입찰제안서 평가

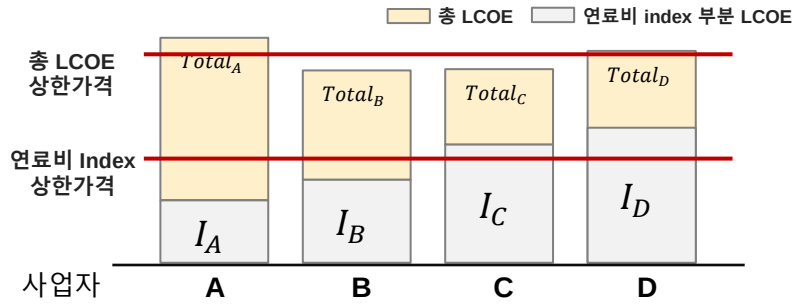
평가 대상

- **입찰참가 자격을 충족**한 입찰제안서 중 **평가 제외 대상에 해당하지 않는** 입찰제안서를 대상으로 평가 진행

[참고] 평가제외대상

입찰제안서 제출기한 미준수	▪ **입찰기한을 넘어** 입찰제안서를 제출한 경우
증빙자료 불일치 및 미제출	▪ 입찰제안서와 **증빙자료의 내용이 다르거나 제출하지 않은** 경우
상한가격 초과 입찰가격 제시	▪ 인덱스 적용 변동 입찰가격 및 총 입찰가격 중 어느 하나라도 **상한가격을 초과**한 경우

사업자B 평가대상 포함



우선협상대상자 선정 기준

- **가격요소(60%)**와 **비가격요소(40%)**를 종합적으로 평가하여 **합산 점수** 기준 **고득점 사업자 순**으로 우선협상대상자 선정

평가 기준

가격 (60%)	**최저가 기준(*)**	• 고정비 + 연료비의 합으로 평가 • **[(최저 입찰가 / 해당 입찰가) × 60]**
비가격 (40%)	**정량 및 정성 평가**	• **[총 평가점수 × 0.4]로 산출** • 사업이행력 확보를 위한 과락제 운영 - **주민수용성 및 사업진척도, 산업·경제 기여도, 사업신뢰도** 항목 배점의 **40% 미만**

※ 상한가격 초과 및 비가격평가 과락 사업자의 투찰 가격은 제외

동점자 처리 기준

- 가격 평가 점수가 높은 경우
- 비가격평가 항목 중 ① 환경기여도 '**청정수소등급**' → ② 환경기여도 '**발전-배출계수**' → ③ 사업신뢰도 '**연료도입의 안정성**' 순으로 평가점수가 높은 경우

우선협상대상자 중 이의신청 기간 내 발전사업(변경)허가를 완료한 자를 낙찰자로 선정

비가격평가 청정수소시장의 개설목표 및 특성에 따라 **환경기여도, 연료도입의 안정성** 등 중점 평가

<table>
<tr><th colspan="2">항목 구분</th><th>평가방식</th><th>내용</th><th>비고</th></tr>
<tr><td rowspan="2">환경
기여도</td><td>발전 -
배출계수</td><td>정량평가</td><td>▪ 수소 발전 이후 배출계수 변화에 대한 평가
점수 = 배점 × (1-잔여배출계수)
잔여배출계수 = (1 - 혼소율) × 개별BM계수</td><td>-</td></tr>
<tr><td>생산 -
청정수소
등급</td><td>정량평가</td><td>▪ 활용 수소 등급에 따른 평가
<table><tr><th>등급</th><th>1등급</th><th>2등급</th><th>3등급</th><th>4등급</th></tr><tr><th>배점</th><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>※ 등급이 다른 수소를 혼합할 경우 배점에 도입물량비율을 적용하며, 소수점 이하 셋째 자리에서 반올림</td><td>▪ 인증기관의 예비검토 컨설팅 결과지 또는
▪ 자체 등급 산정시 예비검토 컨설팅 신청서류에 준하는 증빙서류 첨부</td></tr>
<tr><td colspan="2">산업·경제기여도</td><td>정성평가</td><td>▪ 수소 밸류체인별 국내 산업·경제기여도 및 수소생태계 활성화 기여도 평가
<table><tr><th rowspan="2">구분</th><th colspan="2">국내산업·경제기여도</th><th rowspan="2">수소생태계활성화</th></tr><tr><th>고용</th><th>기자재·기술</th></tr><tr><th>생산</th><td rowspan="3">신규
고용
창출</td><td>• 국내 기업의 수소생산 시설 EPC 참여
• 국내 기업의 수소생산 기술개발</td><td></td></tr><tr><th>운송·
저장</th><td>• 국내기업 EPC 참여
• 국내조선및해운활용
• 국산 기자재 활용</td><td>• 수소공급망 구축확대가능성
• 지자체 수소생태계 구축 계획 연계성</td></tr><tr><th>활용</th><td>• 국산기술기자재활용*
• 혼소율 확대를 위한 발전기술 개발계획</td><td>• 발전외 수소수요처 다변화</td></tr></table>* 발전기 정비 및 사후A/S 서비스 포함</td><td>▪ 사업계획서 및 관련 증빙서류 제출 필요</td></tr>
</table>

※ 정성평가의 경우 매우우수/우수/보통/미흡/매우미흡 5단계 평가

<table>
<tr><th colspan="2">항목 구분</th><th>평가방식</th><th>내용</th><th>비고</th></tr>
<tr><td rowspan="2">사업
신뢰도</td><td>신용등급
평가</td><td>정량평가</td><td>▪ 사업자의 신용등급에 따른 재무안정성 평가
<table><tr><td>배점</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>기준</td><td>A+이상</td><td>A이하~A-이상</td><td>BBB+이하~BB-이상</td></tr></table></td><td>▪ 신설기업(설립 9년 이내)의 경우 최대주주의 신용등급 제출 가능</td></tr>
<tr><td>연료도입의
안정성</td><td>정량 ·
정성평가</td><td>▪ 안정적인 연료도입을 위한 투자 계획, 계약진행상황 등 에너지안보 기여도 및 연료조달 신뢰도 평가
<table><tr><td rowspan="4">에너지
안보</td><td>배점</td><td colspan="3"></td></tr><tr><td>도입방식</td><td rowspan="2">직접
개발</td><td colspan="2">지분투자</td><td rowspan="2">단순
구매</td></tr><tr><td>지분율</td><td>20%이상</td><td>20%미만</td></tr><tr><td rowspan="6">연료조달
신뢰도</td><td>공급선
다변화</td><td colspan="4">• 국지적 분쟁과 일부 생산설비 차질 등의 발생에 대비한 공급 안정성 제고 평가</td></tr><tr><td>사업완성도</td><td colspan="4">• 청정수소 개발 프로젝트 진행 단계</td></tr><tr><td>계약완성도</td><td colspan="4">• 연료도입 협상 및 계약 단계</td></tr><tr><td>사업여건
신뢰도</td><td colspan="4">• 정치·외교적 불안 등 지정학적 리스크
• 국가/기업(프로젝트) 신용평가등급
• 연료도입 위험요인 분석 및 대응방안 등</td></tr><tr><td>계약조건의
유연성</td><td colspan="4">• 도착지 조항 완화, Take or Pay 적용비율 인하, 증·감량권 등 계약조건의 유연성 확보</td></tr><tr><td>가격안정성</td><td colspan="4">• 총 LCOE 중 고정가계약 금액 비중</td></tr></table></td><td>▪ 에너지안보 → 정량평가
▪ 연료조달신뢰도 → 정성평가
▪ 사업계획서 작성 및 관련 증빙서류 제출 필수</td></tr>
</table>

※ 정성평가의 경우 매우우수/우수/보통/미흡/매우미흡 5단계 평가

<table>
<tr><th colspan="2">항목 구분</th><th>평가방식</th><th>내용</th><th>비고</th></tr>
<tr><td rowspan="3">주민
수용성
및
사업
진척도</td><td>인허가
진척도</td><td>정량평가</td><td>▪ 발전사업허가 취득 여부
<table><tr><td>배점</td><td></td><td></td></tr><tr><td>기준</td><td>발전사업허가 완료</td><td>발전사업(변경)허가신청</td></tr></table></td><td>▪ 발전사업변경허가신청서 제출시 발전사업허가신청과 동일한 점수 부여</td></tr>
<tr><td>주민
수용성</td><td>정성평가</td><td>▪ 수소발전 인프라 관련 주민 의견수렴 결과 보고서(공고, 개최, 참여명단 등) 및 주민의견에 대한 보완계획을 통해 주민수용성을 종합적으로 판단</td><td>▪ 발전사업(변경)허가 신청 시 제출한 결과 보고서 또는 별도 주민의견 수렴결과 제출</td></tr>
<tr><td>사업
계획의
적정성</td><td>정성평가</td><td>▪ 사업추진 전략 및 기대효과
<table><tr><td>사업
이해도</td><td>• 사업계획 및 추진전략의 구체성 및 적절성
• 사업계획과 청정수소발전시장 특성과의 정합성</td></tr><tr><td>사업
추진체계</td><td>• 사업특성과제시한추진전략에따른수행조직구성,조직간 역할, 책임, 품질확보 및 협력방안의 구체성 및 적절성</td></tr></table>▪ 사업관리
<table><tr><td>일정
관리</td><td>• 사업활동에 필요한 항목의 수행기간과 세부일정의 구체성 및 달성가능 여부
• 제약조건(기술개발, 인프라 도입 시점 등)내 목표 사업을 수행하기 위한 대응방안의 구체성 및 적절성
• 관련 리스크 및 주요사항에 대한 식별 및 분석, 관리 절차 및 대응방안의 구체성 및 적절성</td></tr><tr><td>품질 및
안전</td><td>• 원활한 전력공급 제공을 위한 급전지시, 화재 예방, 연료 및 위험물 관리, 고장정지 관리 계획의 적정성
• 대외적으로 인정받을 만한 품질 및 안전관련 인증</td></tr></table></td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="2">계통수용성</td><td>정량 .
정성평가</td><td>▪ 입찰발전기의 입지, 주변 송전선로 여건 및 최소발전용량 등 고려</td><td>검토 중</td></tr>
</table>

※ 정성평가의 경우 매우우수/우수/보통/미흡/매우미흡 5단계 평가

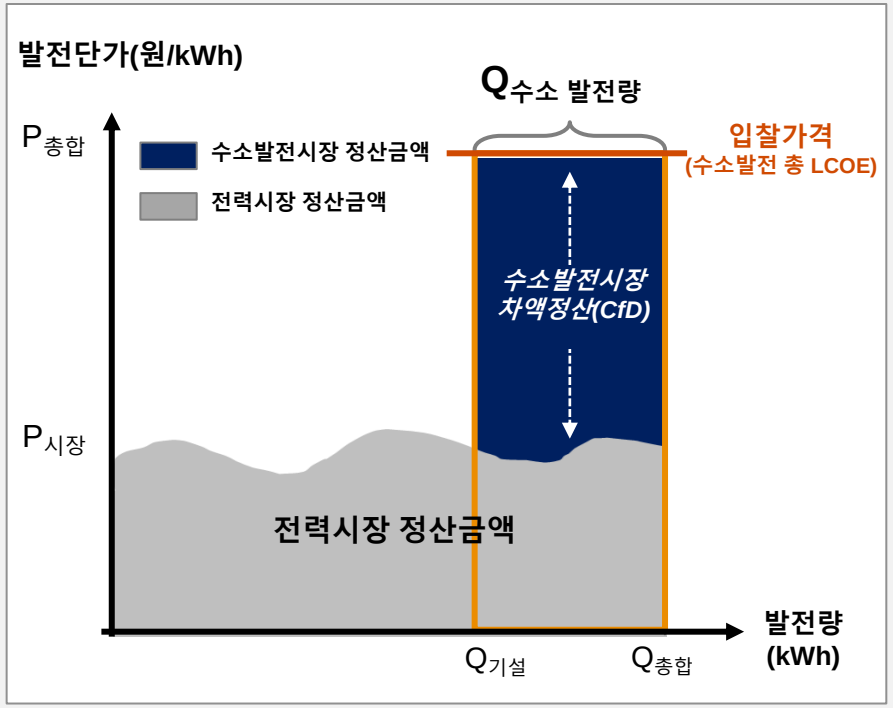
5

계약 주요사항

계약방식

- **판매자 – 관리기관 – 구매자** 간 **M : 1 : N** 계약
- **총 입찰가격**과 「**전력시장운영규칙**」**에 따른 정산단가 간**의 차이를 판매자와 구매자가 정산하는 **차액계약 방식**
- **총 발전량(혼소포함)**에 대해서는 **전력시장 기준(SMP)** 정산, **청정수소 발전량**에 대해서 **차액정산(계약가격 – SMP)**

  → 사업자의 총 발전원가 보상



계약기간

계약기간 = 1 준비기간 + 2 거래기간

1
- 계약체결일로부터 상업운전개시일 **3년**
- 개설 첫 해임을 감안하여 혼소율 미달 및 준공지연에 대한 **페널티 미부여** 기간 **12개월** 부여

  ※ 단, 혼소율 미달에 따른 계약물량 미이행시 미정산

2
- 상업운전 개시일로부터 **15년**
- **석탄-암모니아 혼소**의 경우 **발전기 잔존수명**으로 제한

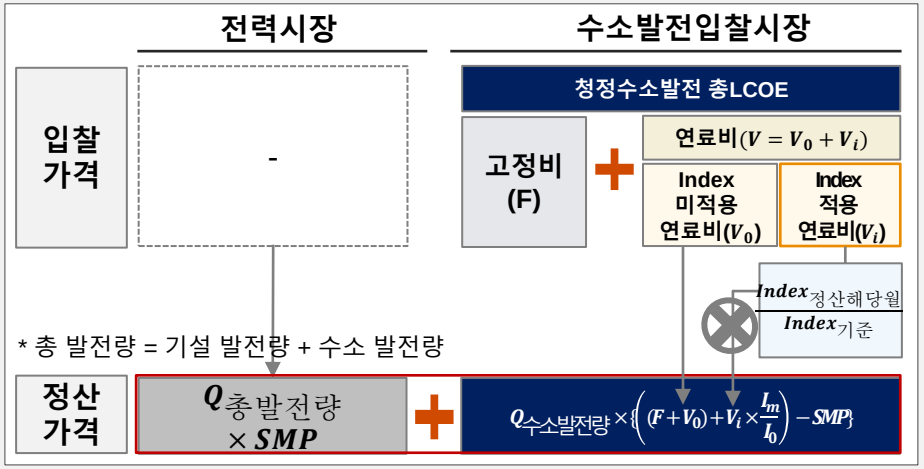
물량이월제도

- **계약이행의 유동성 제고**를 고려하여 물량 이월 제도 도입

이월사유	**계획예방정비 등** (관리기관 승인 필요)
허용 물량 범위	연간 계약물량의 **10%** 내외
이월 유예 기간	당해년도 이월물량에 대해 **차년도 소진** 必

계약가격 관련

계약가격 정산



가격 조정

- **비가격평가 미충족 시 고정 계약가격에서** 조정금액 차감

$$\text{기존 총 판매가격} - \frac{\text{최저입찰가격} \times 60}{\text{기존 총 평가점수} - \text{변경된 비가격평가점수}}$$

예시

가격	입찰금액 350원, 최저가격 300원 → 가격점수 51.43점
비가격	비가격점수 2점 감점 사유 발생으로 32점 → 30점

350 – [(300 * 60) / (83.43 – 30)] = **13.11원/kWh 차감**

계약설비의 운영

- 청정수소발전량에 대한 **용량가격(CP)은 지급하지 않음**
- 계약발전기는 「전력시장운영규칙」의 **중앙급전발전기에 준하는 의무**를 준수하여야 함
  → 하루전 시장에 참가하여 시간별 발전량(운전계획)을 입찰하여야 하며, **전력시장의 제도 변경시** 「전력시장운영규칙」(**공고 이후 개정된 경우 개정사항 포함**)에서 정하는 바에 따름
- 계약발전기는 청정수소발전시 **청정수소태그**를 활용하여 **청정수소발전 시행 선언**

계약변경

관련법규의 변경 시	▪ 법규 상 부과되는 제세공과금이 신설 또는 변경될 경우 위원회의 의결을 통해 계약단가 조정 가능
발전기의 기술적 특성 변경 시	▪ 기술개발을 통한 **혼소율 및 발전효율 증가** 등으로 **발전단가 및 연간 거래량의 변경**이 예상되는 경우 입찰시장 **신규 낙찰을 전제**로 계약 변경 가능
활용수소 등급의 변경 시	▪ **온실가스 배출 수준이 낮은 수소**로 변경시 위원회에서 **발전단가의 적정성을 검토**(당해년도 입찰시장 가격과의 비교 등)하여 계약변경 가능

페널티 낙찰자가 의무사항을 이행하지 않을 경우 미정산, 정산금차감, 계약기간 축소, 계약취소 등의 페널티 부여

<table>
<tr><th>구분</th><th colspan="2">내용</th></tr>
<tr><td>미정산</td><td colspan="2">계약물량 미이행시 계약가격 미정산(→ 고정비 회수 불가)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">정산금 차감</td><td>비가격항목 미준수</td><td>잔여배출, 청정수소 등급 내 변동 등 운영기간 중 입찰제안서 제출 및 평가점수에 반영된 비가격평가 항목 미충족 시 고정 계약가격에서 조정금액 차감(p.22 참고)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">계약기간 축소</td><td rowspan="2">상업운전개시 지연</td><td rowspan="2">
<table>
<tr><th rowspan="2">구분</th><th rowspan="2">정상 준공</th><th colspan="3">지연준공</th></tr>
<tr><th>12개월 미만</th><th>12개월 이상 24개월 미만(M개월)</th><th>24개월 이상(N개월)</th></tr>
<tr><td>거래기간</td><td>180개월(15년)</td><td colspan="2">180개월(15년)</td><td>180 – (N-12)개월</td></tr>
<tr><td>정산금액</td><td>낙찰가격</td><td>M – 12개월
고정비 × $\frac{(180-(M-12))}{\text{계약기간}}$</td><td>(180 – (M-12) 개월)
낙찰가격</td><td>낙찰가격</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">계약 취소</td><td>계약·운영규칙 미준수</td><td>운영규칙 제17조(계약의 관리 및 변경) 위반</td></tr>
<tr><td>참여요건 미준수</td><td>발전사업 허가 취소
등급 외 수소 활용(*)</td></tr>
</table>

* 등급 내 수소 신규 도입까지 유예기간 6개월 부여 (단, 그레이수소로 상업운전 불가)

[참고] FAQ

FAQ

01 연료계약이 주로 'Take or Pay' 임을 고려할 때 이용률을 보장해야 하는 것 아닌지?

- 계약물량은 원칙적으로 **제약발전(청정수소발전 제약코드 신설 예정)**을 통해 높은 수준으로 보장될 것
- 다만, 전기사업자는 전기사업법에 따라 **전기품질 및 전력계통 신뢰도를 유지할 의무**가 있으며, 안정적인 전력공급을 위해 계통여건에 따라 **출력제어 등 필요한 조치**가 취해질 수 있음
- 계약물량이행성 제고 및 연료도입 유연성을 위해 **물량이월제도** 마련

02 동해안 등 송전제약 지역의 별도 배출량요건(이용률) 산정 방안은 없는지?

- 입찰물량은 **전력계통 운영을 위해 출력제한**이 될 수 있는 점을 감안, **사업자가 송전제약 등 계통여건을 고려**하여 제시하는 것이 원칙
- 향후 전력망 여건이 개선되어 **이용률 상승(계약물량 증가)이 가능하다고 판단**될 경우 **재입찰**을 통해 기존 계약해지 후 진입 필요
  - 이용률 상승은 **입찰물량이 변동되어 차기 시장 개설물량에 영향**을 줄 수 있으며, **재입찰 없이** 계약변경을 할 경우 차기 시장의 **경쟁력 있는 타사업자의 진입 제한** 우려

03 발전단가 인하를 위해 계약기간을 20년으로 설정할 수는 없는지?

- 투자비 회수기간이 길수록 발전단가 인하의 가능성은 있으나, **현재 높은 수소 가격**의 20년 계약은 **소비자에게 부담**이 될 수 있음
- **20년 계약시** 2050 탄소중립 목표 달성을 위해서는 **2030년 이후 수소 전소터빈만 시장진입** 가능
- **청정수소인증제** 탄소배출 산정방식(*)과의 **정합성 제고**

* 2030년 이전 상용 가동 설비의 경우 최대 15년간 최초 적용한 산정방식 적용

FAQ

04 Henry-Hub 외 Brent, AECO 등의 인덱스 활용은 불가능한지?

- **천연가스가 원료**인 블루수소의 생산특성을 감안 할 때, 원유기반 지표보다 **가스기반 지표의 인덱스** 적용이 적합한 것으로 판단
- 복수의 인덱스(원유, 타 천연가스 가격 등)를 제시할 경우 **인덱스별로 시장가치 차이**가 존재하는 바, **가격평가의 공정성 및 형평성 확보가 어려움**

05 연료비 인덱스 외 환율, 해상운송비, 인건비, 물가상승률 등의 변동성 반영은 없는지?

- 전력시장(외부에서 비용평가)과 달리 수소발전입찰시장은 **발전사가 가격을 결정하여 경쟁하는 입찰시장**으로 환율, 해상운임, 물가상승률 등은 **사업자의 연료도입협상 능력에 따른 경쟁요인**으로 미반영

06 페널티 미부여 기간 내 혼소율 미달에 따른 계약물량 미이행시 처리방안은?

- 혼소율 미달에 대한 **비가격평가 항목 미준수 정산금 차감은 없음**
- 다만, 혼소율 미달에 따른 계약물량 미이행시 **미이행 물량에 대한 별도의 정산금 미지급**

예시

입찰서 제출	혼소율 20% / 계약물량 100 / 입찰금액 300원/kWh	정산	80 × 300원
상업운전개시 후	혼소율 15% / 이행물량 80 / 계약금액 300원/kWh	비가격 페널티	별도 페널티 없음

[참고] 청정수소인증 관련

참고

배출량 산정방법론 안내 - 업무규정 반영사항

적격 수소생산 경로

- IPHE 및 ISO 등 배출량 산정방법론 표준화 국제기구는 각국의 여건에 기반한 적격 수소생산 경로를 정의하는 정책 존중
- 이에 우리나라는「탄소중립 기본법」제8조에 따른 **중장기 국가 온실가스 감축 목표에 기여할 수 있는 경로**로 한정
- **즉, 기존 시설에서 생산된 수소** 또는 **기존 화합물·혼합가스로부터 생산된 수소**를 활용하고자 하는 경우에는, **배출량 산정 시스템 경계를 확장**하고 수소생산 사업 전·후의 비교를 통해 **순감축효과를 검토하여 배출량 산정**

배출량 산정범위

- **(산정범위) Well-to-Gate** 기준 수소 1kg 생산당 배출량 산정
- **(순도) 99% 이상의 순도를 기준**

  ※ 순도 99% 미만의 수소는 인증운영기관 제공 보정식 활용, 암모니아 합성 통합 공정에서 N_2는 원료로 인정하여 불순물에서 제외하고 순도보정
- **(배출량 제외)** ① 친환경 선박 기술개발 추이 등 고려하여 **선박운송*** **과정의 배출량**은 **한시적 제외**

  ※ 수소 생산목적의 원료조달, 수소 생산과정에서 포집된 CO_2 운송, 수소생산 후 합성된 운송체(암모니아 등) 운송

  ② **폐열 등 에너지**는 청정수소 생산 사업 이전에는 **미활용되던 경우에 한정. 신규 출처도** 대안경로와의 비교 등 **타당성 검토 후 배출량 제외**

  ③ 수송을 위한 가압 공정 배출량, 설비제조 관련 배출량은 **배출량 제외**

업무규정 반영사항

- 수소 생산 활동과 무관한 감축량은 불허 (예 : 산림 조성 등 외부 감축사업)
- 수소 배출량 산정 시스템 경계 내의 공정에서 발생하는 감축 활동 중 수소에 직접 할당 가능한 감축량만을 인정
- **그린수소는 재생e 설비와의 직·간접 연결방식**(PPA , REC 등)을 허용하되, REC 등 현물시장 조달은 10% 이내 허용.
  REC 구매의 경우 가중치 제외한 재생e 발전량에 한하여 인정 · 수소생산 투입시 REC 만료조치 시행
- 블루수소는 수소생산시설에서 90% 이상 포집하는 경우로 한정

참고

그린 수소 생산 배출량 산정 요구자료

제출자료 분류	제출 자료명	세부공정별 설비 및 투입물 예시
2.1 Power conversion process	• 배관 및 계기 도면(P&IDs) 또는 공정흐름도(PFDs) • 단위 공정 설비 목록, 설비 규격, 제품사양 및 관련 증빙 • 원료, 연료, 투입물질 원산지 정보 및 조달방안 • EOR(End of Run) 기준 단위공정별 물질·에너지 수지 • 세부 공정별 투입 및 산출 가스 조성 • (필요시) 부산물 판매 관련 계약서 • (필요시) 그 밖의 온실가스 배출량 산정에 필요한 문서	• (설비목록) Battery, PCS, Converter, Water electrolysis stack(AEC,PEM), BOP power consumption • (투입물) 재생에너지 발전원별 투입량(출처 기재) 및 전력그리드 투입량
2.2 Water treatment process		• (설비목록) Feed water pump, Water Treatment Feed Pump, Treated Water Pumps, Water Treatment Package, Ultra-Pure Water Treatment Package, Water Pumps, Ultra Pure Water Recycle Heat Exchanger • (투입물) Water supply for hydrogen production, 전력, 용매
2.3. Alkaline electrolysis process		• (설비목록) Alkaline water electrolysers, Ultra pure water production, Hydrogen Dryer, N2 purge system • (투입물) Ultra-pure water(초순수), 전력, 용매(KOH), N2 purging gas
2.4. Polymer electrolyte membrane		• (설비목록) PEM water electrolysis stack, Water treatment, Hydrogen purification • (투입물) Ultra-pure water(초순수), 전력, N2 purging gas
2.5 Hydrogen Purification		• (설비목록) Deoxo Tower system, H2 Gas Dryer • (투입물) 생산수소, 전력, N2 purging gas, 촉매, 흡착제, HFCs
2.6 Compression		• (설비목록) Compressor • (투입물) 생산수소, 전력, N2 purging gas, HFCs
3. 측정설비 설치 계획	• (필요시) MRV 관리계획	
4. 운영계획	• 시스템 경계 내 EOR(End of Run) 기준 월별 물질·에너지 종합 수지	• 재생에너지 발전패턴 및 수요(발전량) 연계 월별 가동률 변동, 연중 유지보수 기간 고려, 설비 운전조건 반영

참고

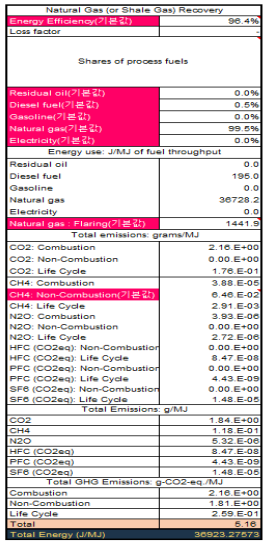
블루 수소 생산 배출량 산정 요구자료

제출자료 분류	제출 자료명	세부공정별 설비 및 투입물 예시
2.1 Pre-treatment	• 배관 및 계기 도면(P&IDs) 또는 공정흐름도(PFDs) • 단위 공정 설비 목록, 설비 규격, 제품사양 및 관련 증빙 • 원료, 연료, 투입물질 원산지 정보 및 조달방안 • EOR 기준 단위공정별 물질·에너지 수지 • 세부 공정별 투입 및 산출 가스 조성 • (필요시) 부산물 판매 관련 계약서 • (필요시) 그 밖의 온실가스 배출량 산정에 필요한 문서	(설비목록) Feed treatment/Fired heater/Desulfurization (투입물) 전력원별 투입량, 천연가스 조달처별 투입량 및 발열량, 스팀 중간재 또는 외부 투입량(출처 기재 필요)
2.2 Pre-reformer		(설비목록) Heat Integration Exchangers/Hydrogenator (투입물) 전처리원료, PSA off gas, 스팀
2.3. Reformer		(설비목록) Reformer/Waste Heat Boiler/ASU/Oxygen Preheater/BFW Drum & Pump/Stream Drum (투입물) Pre-reformed gas, (재사용, loss율 고려) FEED Water 및 FEED Cooling water
2.4. Water Gas Shift		(설비목록) HTS Reactor/PC Vaporizer/LTS Reactor/Shift Gas Waste Heat Recovery System/Process condensate Int. Drum/PC Vaporizer drum/Condensate stripper (투입물) 합성가스, 전력원별 투입량, 보일러 공급수, 촉매, 스팀
2.5 CO2 Capture		(설비목록) Process Gas Separator/CO2 Removal(Absorber, Reboiler, Regenerator)/CO2 Compression and conditioning (투입물) 전력원별 투입량, 흡수제 사용량(재사용, loss율 고려), 용수, 첨가제
2.6 PSA		(설비목록) PSA /Off-Gas Compressor/H2 Rich Gas Compressor (투입물) 전력원별 투입량, Reformed gas
2.7 CO2 Transportation & Storage		(설비목록) Off Loading Pump (truck)/CO2 Transfer & Export Pump (투입물) 전력, CO2 포집량 (기타) CO2 leakage 반영 CO2 저장량
3. 측정설비 설치 계획	(필요시) MRV 관리계획	
4. 운영계획	시스템 경계 내 EOR 기준 월별 물질·에너지 종합 수지	재생에너지 발전패턴 및 수요(발전량) 연계 월별 가동률 변동, 연중 유지보수 기간 고려, 설비 운전조건 반영

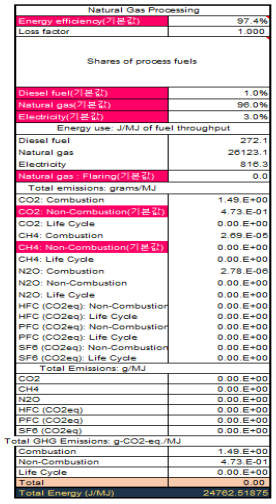
참고

블루 수소 생산 배출량 산정 요구자료

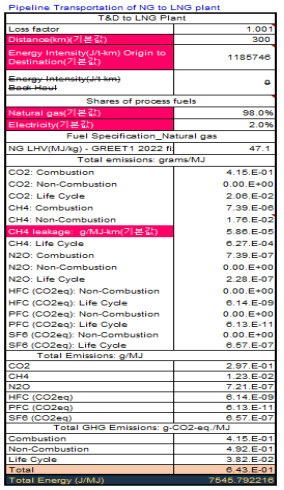
제출자료 분류	제출 자료명	세부공정별 설비 및 투입물 예시
5. 천연가스 업스트림 공정 정보	천연가스 업스트림 배출량 산정 주요인자	0. 천연가스 발열량 LHV[MJ/kg] 1. 추출 - 에너지 효율[%], 공정연료 비율[%], NG flaring [J/MJ], CH4: Non combustion [g/MJ] 2. 정제- 에너지 효율[%], 공정연료 비율[%], NG flaring [J/MJ], CO2 및 CH4: Non combustion [g/MJ] 3. 파이프라인 운송 – 파이프라인 길이[km], 에너지효율 [J/t-km], 공정연료 비율[%], CH4 leakage [g/MJ-km] 4. 액화- 에너지효율[%], 공정연료 비율[%], NG flaring [J/MJ], CH4: Non-combustion [g/MJ] 5. 선박 운송 - 에너지효율(해외->한국) [J/t-km], 에너지효율(한국->해외) [J/t-km] 6. 국내저장, 재기화, 분배 - 에너지효율[%], 공정연료 비율[%]



Natural Gas (or Shale Gas) Recovery	
Energy Efficiency(기본값)	98.4%
Loss factor	-
Shares of process fuels	
Residual oil(기본값)	0.0%
Diesel fuel(기본값)	0.5%
Gasoline(기본값)	0.0%
Natural gas(기본값)	99.5%
Electricity(기본값)	0.0%
Energy use: J/MJ of fuel throughput	
Residual oil	0.0
Diesel fuel	195.0
Gasoline	0.0
Natural gas	36728.2
Electricity	0.0
Natural gas : Flaring(기본값)	1441.9
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	2.16.E+00
CO2: Non-Combustion	0.00.E+00
CO2: Life Cycle	1.76.E-01
CH4: Combustion	3.88.E-05
CH4: Non-Combustion(기본값)	6.46.E-02
CH4: Life Cycle	2.91.E-03
N2O: Combustion	3.93.E-06
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	2.72.E-06
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	8.47.E-08
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	4.43.E-09
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	1.48.E-05
Total Emissions: g/MJ	
CO2	1.84.E+00
CH4	1.18.E-01
N2O	5.32.E-06
HFC (CO2eq)	8.47.E-08
PFC (CO2eq)	4.43.E-09
SF6 (CO2eq)	1.48.E-05
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	2.16.E+00
Non-Combustion	1.81.E+00
Life Cycle	2.59.E-01
Total	5.16
Total Energy (J/MJ)	36923.27573

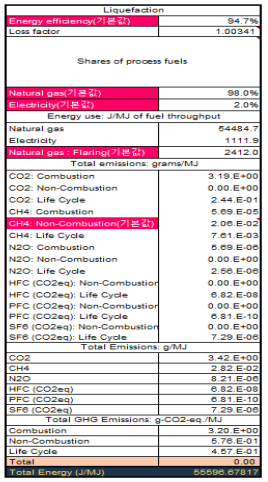


Natural Gas Processing	
Energy efficiency(기본값)	97.4%
Loss factor	1.000
Shares of process fuels	
Diesel fuel(기본값)	1.0%
Natural gas(기본값)	96.0%
Electricity(기본값)	3.0%
Energy use: J/MJ of fuel throughput	
Diesel fuel	272.1
Natural gas	26123.1
Electricity	816.3
Natural gas : Flaring(기본값)	0.0
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	1.49.E+00
CO2: Non-Combustion(기본값)	4.73.E-01
CO2: Life Cycle	0.00.E+00
CH4: Combustion	2.69.E-05
CH4: Non-Combustion(기본값)	0.00.E+00
CH4: Life Cycle	0.00.E+00
N2O: Combustion	2.78.E-06
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	0.00.E+00
Total Emissions: g/MJ	
CO2	0.00.E+00
CH4	0.00.E+00
N2O	0.00.E+00
HFC (CO2eq)	0.00.E+00
PFC (CO2eq)	0.00.E+00
SF6 (CO2eq)	0.00.E+00
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	1.49.E+00
Non-Combustion	4.73.E-01
Life Cycle	0.00.E+00
Total	0.00
Total Energy (J/MJ)	24762.61875

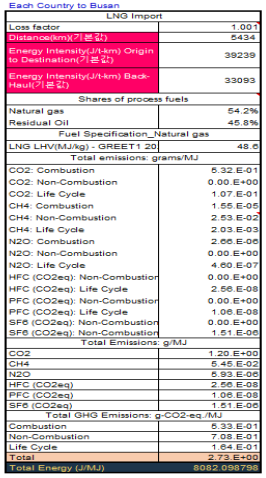


Pipeline Transportation of NG to LNG plant

T&D to LNG Plant	
Loss factor	1.001
Distance(km)(기본값)	300
Energy Intensity(J/t-km) Origin to Destination(기본값)	1185746
Energy Intensity(J/t-km) Back-Haul	0
Shares of process fuels	
Natural gas(기본값)	98.0%
Electricity(기본값)	2.0%
Fuel Specification_Natural gas	
NG LHV(MJ/kg) - GREET1 2022 fi	47.1
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	4.15.E-01
CO2: Non-Combustion	0.00.E+00
CO2: Life Cycle	2.06.E-02
CH4: Combustion	7.39.E-06
CH4: Non-Combustion	1.76.E-02
CH4 leakage: g/MJ-km(기본값)	5.86.E-05
CH4: Life Cycle	6.27.E-04
N2O: Combustion	7.39.E-07
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	2.28.E-07
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	6.14.E-09
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	6.13.E-11
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	6.57.E-07
Total Emissions: g/MJ	
CO2	2.97.E-01
CH4	1.23.E-02
N2O	7.21.E-07
HFC (CO2eq)	6.14.E-09
PFC (CO2eq)	6.13.E-11
SF6 (CO2eq)	6.57.E-07
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	4.15.E-01
Non-Combustion	4.92.E-01
Life Cycle	3.82.E-02
Total	6.43.E-01
Total Energy (J/MJ)	7545.792216

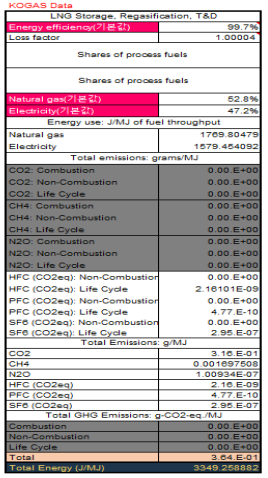


Liquefaction	
Energy efficiency(기본값)	94.7%
Loss factor	1.00341
Shares of process fuels	
Natural gas(기본값)	98.0%
Electricity(기본값)	2.0%
Energy use: J/MJ of fuel throughput	
Natural gas	5448.4.7
Electricity	1111.9
Natural gas : Flaring(기본값)	2412.0
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	3.19.E+00
CO2: Non-Combustion	0.00.E+00
CO2: Life Cycle	2.44.E-01
CH4: Combustion	5.69.E-05
CH4: Non-Combustion(기본값)	2.06.E-02
CH4: Life Cycle	7.61.E-03
N2O: Combustion	5.69.E-06
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	2.56.E-06
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	6.82.E-08
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	6.81.E-10
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	7.29.E-06
Total Emissions: g/MJ	
CO2	3.42.E+00
CH4	2.82.E-02
N2O	8.21.E-06
HFC (CO2eq)	6.82.E-08
PFC (CO2eq)	6.81.E-10
SF6 (CO2eq)	7.29.E-06
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	3.20.E+00
Non-Combustion	5.76.E-01
Life Cycle	4.57.E-01
Total	0.00
Total Energy (J/MJ)	55596.67817



Each Country to Busan

LNG Import	
Loss factor	1.001
Distance(km)(기본값)	5434
Energy Intensity(J/t-km) Origin to Destination(기본값)	39239
Energy Intensity(J/t-km) Back-Haul(기본값)	33093
Shares of process fuels	
Natural gas	54.2%
Residual Oil	45.8%
Fuel Specification_Natural gas	
LNG LHV(MJ/kg) - GREET1 20	48.6
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	5.32.E-01
CO2: Non-Combustion	0.00.E+00
CO2: Life Cycle	1.07.E-01
CH4: Combustion	1.55.E-05
CH4: Non-Combustion	2.53.E-02
CH4: Life Cycle	2.03.E-03
N2O: Combustion	2.66.E-06
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	4.60.E-07
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	2.56.E-08
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	1.06.E-08
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	1.51.E-06
Total Emissions: g/MJ	
CO2	1.20.E+00
CH4	5.45.E-02
N2O	5.93.E-06
HFC (CO2eq)	2.56.E-08
PFC (CO2eq)	1.06.E-08
SF6 (CO2eq)	1.51.E-06
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	5.33.E-01
Non-Combustion	7.08.E-01
Life Cycle	1.64.E-01
Total	2.73.E+00
Total Energy (J/MJ)	8082.098796



KOGAS Data

LNG Storage, Regasification, T&D	
Energy efficiency(기본값)	99.7%
Loss factor	1.00004
Shares of process fuels	
Natural gas(기본값)	52.8%
Electricity(기본값)	47.2%
Energy use: J/MJ of fuel throughput	
Natural gas	1769.80479
Electricity	1579.454092
Total emissions: grams/MJ	
CO2: Combustion	0.00.E+00
CO2: Non-Combustion	0.00.E+00
CO2: Life Cycle	0.00.E+00
CH4: Combustion	0.00.E+00
CH4: Non-Combustion	0.00.E+00
CH4: Life Cycle	0.00.E+00
N2O: Combustion	0.00.E+00
N2O: Non-Combustion	0.00.E+00
N2O: Life Cycle	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
HFC (CO2eq): Life Cycle	2.16101E-09
PFC (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
PFC (CO2eq): Life Cycle	4.77.E-10
SF6 (CO2eq): Non-Combustion	0.00.E+00
SF6 (CO2eq): Life Cycle	2.95.E-07
Total Emissions: g/MJ	
CO2	3.16.E-01
CH4	0.001697508
N2O	1.00934E-07
HFC (CO2eq)	2.16.E-09
PFC (CO2eq)	4.77.E-10
SF6 (CO2eq)	2.95.E-07
Total GHG Emissions: g-CO2-eq./MJ	
Combustion	0.00.E+00
Non-Combustion	0.00.E+00
Life Cycle	0.00.E+00
Total	3.64.E-01
Total Energy (J/MJ)	3349.258852

인증운영기관의 예비검토 컨설팅 외 <u>자체산정은 발전사의 판단과 책임하에 직접 검토 필요</u>

참고

예비검토 컨설팅 자비부담 트랙 안내

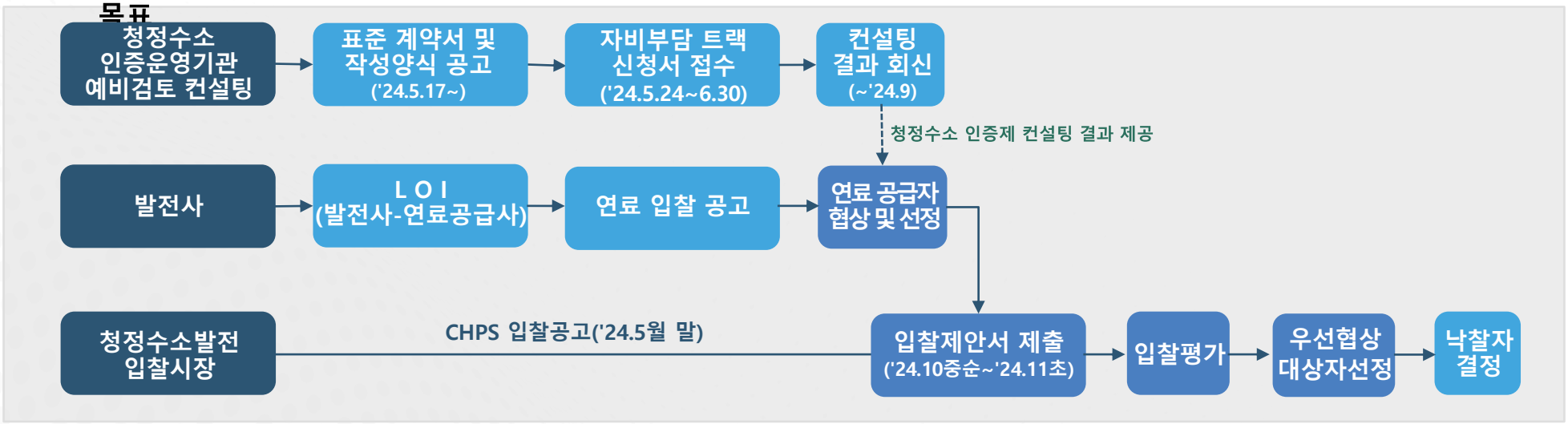
절차 및 소요기간

- (**자비 부담 트랙**) ❶ (인증운영기관-신청자) **수의계약 형태의 표준 계약서 및 제출서류 양식 인증운영기관 홈페이지 공고**('24.5.17)[1] → ❷ **신청서 접수** 및 세부 **작성양식 제출**('24. 5.24~6.30)[2] → ❸ **컨설팅 결과 도출** 및 **운영기관 검토** → ❹ **컨설팅 결과 회신**(~'24.9)

  [1] 자비 부담 대상 프로젝트는 청정수소 인증제도 업무규정에 명시한 '적격 수소생산 경로 ' 에 한정

  [2] 신청서류는 에너지경제연구원 홈페이지에 게시 '엑셀 양식'을 작성하여 운영기관에 제출

- (**자비 트랙 소요기간**) 자비 트랙 **'접수~결과 회신'**은 **3개월 이내 예상**하며, **모든 자비 트랙** 결과 확정 **9월 이내 목표**



감사합니다.