



저렴한 석탄, 위험한 착각

한국 전력시장의 재무적 위험 분석 보고서

Analyst Note

2019년 3월

카본트래커(Carbon Tracker)에 대해

카본트래커 이니셔티브는 오늘날의 자본 시장에서 기후 리스크에 대한 고려를 실현하기 위해 활동하는 금융 전문가로 구성된 단체이다. 태우지 말아야 할 탄소(unburnable carbon)와 좌초자산(stranded asset)에 대한 카본트래커의 연구는 현행 금융시스템을 저탄소 경제로의 전환에 어떻게 조화시킬 것인가에 대한 논의의 장을 열었다.

www.carbontracker.org | hello@carbontracker.org

본 보고서에 대해

주저자: Matt Gray (mgray@carbontracker.org), Durand D'souza (ddsouza@carbontracker.org)

본 보고서 작성 과정에는 기후솔루션(Solutions for Our Climate)의 김주진, 이소영, 박지혜의 도움이 있었다.

보고서의 데이터 및 분석은 기술경제적 시뮬레이션 모형에서 도출한 것으로, 해당 모형은 전 세계에서 가동 중인 석탄화력발전 용량의 95%, 건설 중인 석탄화력발전 용량의 90%까지 포함한다. 본 모형은 전력 및 유틸리티 팀이 2016년부터 2018년까지 개발한 것으로 2°C 미만 시나리오에서 (장단기) 한계비용, 매출총이익률, 상대적 경쟁력, 발전소 폐쇄시기, 좌초자산 리스크 등에 대한 현재 및 미래 예측 추정치를 제공한다. 보다 상세한 데이터와 분석 결과는 카본트래커의 [석탄 화력 포털](#)에서 확인할 수 있다.

본 보고서는 카본트래커의 보고서 “Brown is the new green : Will South Korea’s commitment to coal power undermine its low carbon strategy?”(2019년 3월) 를 국문으로 옮긴 것이다.

전력 및 유틸리티 팀 소개

맷 그레이 (Matt Gray) – 전력 및 유틸리티 팀장

맷은 에너지 투자 분야 전문가로 카본트래커의 전력 및 유틸리티 업무를 이끌고 있다. 미국 투자은행인 제프리스(Jefferies)의 애널리스트로서 유럽의 탄소 및 전력 연구 책임자로 근무한 바 있다. 이후 국제에너지기구(IEA)의 자문 분석가로 일하였으며 크레딧 스위스(Credit Suisse)에서 배출권 거래를 담당하였고, 영국 DECC에서 에너지 효율에 관한 업무를 수행하였다. 오타고 대학교(University of Otago)에서 응용과학 학사를 취득하고 맨체스터 대학(University of Manchester)에서 이학 석사를 취득했으며, 로터리 재단 대사 장학금을 수여 받았다. 2017 년 구글 장학금을 수여받아 미국 캘리포니아주 NASA Ames 연구센터에서 개최된 싱귤래리티 대학교(Singularity University) 글로벌 솔루션 프로그램에 참여했다.

로렌스 왓슨 (Laurence Watson) – 데이터 사이언티스트

로렌스는 에너지와 기후 변화에 대한 폭넓은 경험을 가진 카본트래커의 데이터 사이언티스트다. 탄소 시장을 중심으로 활동하는 시민단체인 샌드백(Sandbag)의 기술 책임자로 근무한 바 있다. 이후 배리 가디너(Barry Gardiner) 하원의원의 기후 및 에너지 정책 연구원, 길 퍼니스(Gill Furniss) 하원의원의 보좌관(Senior Parliamentary Assistant)으로 근무하며 웨스트민스터에서 다양한 정책 업무를 지원하였다. 또한 차세대 핵 기술 개발을 지지하는 자선단체인 알빈 와인버그 재단(Alvin Weinberg Foundation)에서 근무했으며, 두브스(Dubs) 경의 사무소, 프라하의 영국 대사관 등에서 인턴으로 일했다. 케임브리지 대학교(University of Cambridge)에서 물리학 학사 학위를 취득했다.

듀란드 드수자 (Durand D'souza) – 데이터 사이언티스트

듀란드는 카본트래커의 데이터 사이언티스트로 광범위한 영역에서 경험을 가지고 있다. 대화형 영상 스토리를 제작하는 프리랜서 데이터 저널리스트였으며, Information Is Beautiful 상을 수상한 바 있다. 기후 및 에너지 정책에 관심을 가지기 전까지 독일의 막스 플랑크 천체물리학 연구소(Max Planck Institute for Astrophysics)에서 전산 항성 천체물리학 박사과 일하였다. 머신러닝이 어떻게 사회적 이익을 위해 사용될 수 있고 정당한 전환을 가져올 수 있는지에 관심이 많다. 리즈 대학교(University of Leeds)에서 천체물리학 석사 학위를 취득했다.

마갈리 요셉 (Magali Joseph) – 에너지 애널리스트

마갈리는 전력 산업에 경험이 있는 에너지 애널리스트이다. 카본트래커에 근무하기 전 프랑스 전력회사인 ENGIE의 마켓 애널리스트로 근무하며 장기적인 자원계획과 전력가격 예측을 주로 담당한 바 있다. 이후 전력 모델 소프트웨어 회사인 에너지 이그젠폰너(Energy Exemplar)에서 근무하며 고객들의 제품 사용 및 모델 구현과 관련한 업무를 수행했다. HEC 몬트리올에서 경영학 학사, 옘살라 대학교(Uppsala University)에서 경제학 석사 학위를 취득했다. 이러한 경력을 통해 기후변화와 저탄소 경제로의 전환과 관련한 리스크 및 기회에 대해 깊이 관심을 갖게 되었다.

오로레 르 갈리엇 (Aurore Le Galiot) – 정책 어소시에이트

오로레는 2018년 인턴으로 카본트래커에 합류하여 규제정책팀의 활동을 지원했으며 현재 주니어 어소시에이트로 전력 및 유틸리티팀에서 일하고 있다. HSBC 파리에서 사업 분석과 개발을 중심으로 두 차례 인턴십을 수행한 바 있다. SOAS 대학교(SOAS University)에서 국제경영학 및 중문학 학사 학위를 취득했으며, 베이징사범대학(Beijing Normal University)과 상하이 재경대학교(Shanghai University of Finance and Economics)에서 수학하면서 중국어는 물론 중국 내 정치경제적 맥락에 대해 공부했다.

리차드 폴랜드 (Richard Folland) – 정책 및 국정 수석 자문위원

리차드는 2014년부터 카본트래커 자문위원을 맡아 카본트래커와 각국 정부 및 다자기구간의 상호작용, 특히 기후와 금융의 관계 문제 등에 대해 자문하고 있다. 리차드는 정부 및 금융권에서 15년간 기후와 에너지 정책을 다루어왔다. 오랫동안 영국 외교관으로 활동하였고, 2004년부터 2007년까지 외무부에서 영국의 국제정책을 총괄했다. 그 후에는 JP 모건의 유럽 기후변화 및 에너지정책의 자문위원으로 활동했다.

목차

1	주요 결론	1
2	핵심 요약	2
3	배경	8
4	자료 출처, 주요 가정, 모델링 방법	10
4.1	자료 출처 및 주요 가정	10
4.2	모델링 방법	13
5	결론 및 고찰	16
5.1	시장 구조로 인해 세계 최고 수준인 좌초자산 위험	16
5.2	석탄화력에 대한 집착으로 인해 저탄소 기술 경쟁에서 뒤처질 위험성	17
5.3	36억 달러 규모의 성능개선 계획과 재생에너지의 경쟁력 및 한국전력공사의 재무상태에 대한 영향	19
6	정책 권고안	21
7	결론	22
8	참고 문헌	23
9	부록 - 석탄 비용과 연료 수송 모델	25

1 주요 결론

본 보고서는 카본트래커 이니셔티브(이하 “카본트래커”)가 좌초자산 위험과 경제적 측면에서의 상대적 경쟁력에 대하여 이해할 목적으로 한국의 석탄화력발전 현황을 분석한 결과를 제시하고 있다.

한국은 시장 구조로 인해 좌초자산 위험이 세계에서 가장 높은 국가이다

카본트래커의 2°C 미만 시나리오에 따르면 한국은 1,060억 달러—모델을 통해 분석한 34개국 가운데 가장 높은 수준이다—에 육박하는 좌초자산 위험을 안고 있다. 이 금액은 한국의 발전사들이 현재의 전력시장에서 확보할 수 있는 현금흐름과 파리협정의 기후변화 목표를 달성하기 위해 발전설비를 조기에 폐쇄하는 것을 전제로 2°C 미만 시나리오 하에서 확보할 가능성이 있는 현금흐름 사이의 차액에 해당한다. 이는 발전 연료비용만을 기준으로 하는 전력시장 급전 방식, 막대한 용량정산금, 탄소배출비용 및 송전 제약에 대한 보상 제도 등 사실상 석탄화력발전소에 고수익을 보장하는 규제 구조에서 기인한다. 이러한 제도들로 인해 한국에서 석탄화력발전소는 세계 어느 나라보다 높은 현금흐름을 창출하고 있다.

석탄에 매달릴 경우 한국은 저탄소 기술 경쟁에서 뒤처질 위험이 있다

한국은 현재 5.4GW 규모의 석탄화력발전소를 건설하고 있으며 2.1GW의 추가 건설을 계획 중이다. 이에 더하여, 여러 건의 석탄화력발전소 성능개선사업이 다양한 단계에서 추진 중이다. 한국이 경제 부양과 에너지 자립을 높일 목적으로 추진 중인 저탄소 전략은 석탄화력발전소에 대한 계속된 의존으로 인해 궤도를 이탈할 위험에 처해 있다. 본 분석 결과에 따르면, 추가적인 기후 정책이나 대기오염 정책이 실시되지 않더라도 2027년이면 한국에서 기존 석탄화력발전소를 운영하기보다 새로운 태양광을 건립하는 것이 더 저렴해질 것으로 예상된다. 이는 석탄화력발전소에 대한 신규 투자 계획은 물론이고 기존의 석탄발전 시설을 그대로 운영하는 방안의 경제적 타당성에도 의문을 제기한다.

36억 달러가 소요될 것으로 예상되는 석탄화력 성능개선 계획은 재생에너지의 경쟁우위 확보를 앞당기고, 한국전력공사의 재무상태에 영향을 미칠 것이다

기업 공시자료상의 공개 데이터를 근거로 이러한 성능개선 계획을 분석한 결과에 따르면 이와 같은 투자를 통해 평균적으로 석탄화력발전의 장기한계비용(LRMC)이 18% 증가하고 그로 인해 재생에너지의 상대적 경쟁력은 더욱 높아질 것으로 전망된다. 일례로, 이러한 성능개선 사업이 시행될 경우 해당 석탄화력발전소들의 장기한계비용(LRMC)이 신규 태양광 건설 비용보다 비싸지는 평균 시점은 2028년이 아니라 2025년으로 앞당겨질 것으로 예상된다.

한국은 석탄화력발전소에 관련된 신규 투자를 중단하고 폐쇄 계획을 수립해야 한다

정책입안자들이 본 권고안을 이행하지 않고 계속해서 석탄화력발전소에 의존할 경우 한국은 석탄화력발전소의 재무적 타당성을 유지해 주기 위해 직접적이거나(높은 수준의 전기요금 부과를 통한 방식) 간접적인 방식(시장 외적인 정산을 통하는 방식)으로 업계를 보조하는 방안과 전기요금을 인위적으로 낮춰 소비자를 보호하는 방안 중 하나를 선택해야 하는 딜레마에 직면하게 될 것이다. 석탄화력발전을 보조할 경우 납세자나 전력 소비자의 공분을 사게 될 것이며 소비자 전기요금을 인위적으로 낮출 경우 국가 재정에 악영향을 미칠 것이라는 점에서 두 방안 모두 재정적으로나 경제적으로 지속이 불가능한 것으로 판명이 날 가능성이 높다. 따라서 한국은 석탄화력발전소에 관련된 신규 투자(신설 및 성능 개선을 모두 포함)를 중단하고 최적화된 비용으로 석탄화력발전소를 퇴출하는 스케줄을 수립해야 한다.

2 핵심 요약

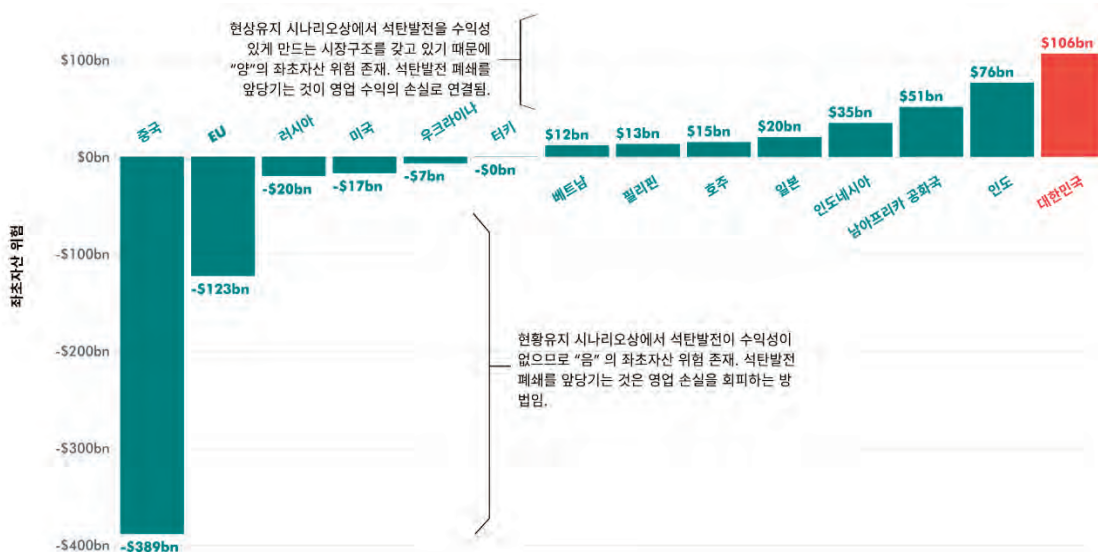
본 장에서는 석탄화력발전의 좌초자산 위험과 경제적 측면에서의 상대적 경쟁력에 대해 이해하기 위하여 카본트래커가 한국의 석탄화력발전에 대해 분석한 결과를 제시하려고 한다. 카본트래커는 전 세계 석탄화력발전의 핵심적인 경제적·재무적 지표들(metrics)을 발전소 단위에서 추적하여 분석하기 위해 기술-경제적 시뮬레이션 모델을 구축했다. 이러한 지표들에는 2°C 미만 시나리오 하에서의 운영비용, 매출총이익률, 상대적 경쟁력, 발전소 폐쇄시기, 좌초자산 위험 등이 포함된다.

한국은 시장 구조로 인해 석탄화력발전의 좌초자산 위험이 세계에서 가장 높은 국가다

본 보고서에서는 현상유지 시나리오(현행 대기오염 및 탄소 가격 정책과 기업 공시자료상의 폐쇄연한을 반영한 시나리오, 이하 “BAU 시나리오”)와 2°C 미만 시나리오(파리협정 목표에 상응하도록 2040년까지 한국에서 모든 석탄화력발전이 중단되는 시나리오)를 설정하고 두 시나리오간의 현금흐름 차이를 ‘좌초자산 위험’으로 정의하였다. 좌초자산 위험값이 양(+)인 경우, 현재의 시장구조 하에서 석탄화력발전이 양의 현금흐름을 창출하고 있기 때문에 2°C 미만 시나리오로 가게 될 경우 투자자와 정부가 손실을 입을 수 있다는 것을 의미한다. 반대로 좌초자산 위험값이 음(-)인 경우, 석탄화력발전이 현재 시장구조에서 음의 현금흐름을 창출하고 있기 때문에 2°C 미만 시나리오로 가는 경우 투자자와 정부가 손실을 회피할 수 있다는 것을 의미한다.

우리의 분석 결과 한국은 2°C 미만 시나리오에서 1,060 억 달러에 이르는 좌초자산 위험을 안고 있는 것으로 분석되었고, 이는 분석대상인 34 개 국가 중에 가장 높은 수준이다. 이 금액은 한국 내 발전사들(즉, 한국전력공사의 발전자회사와 민간 발전사)이 현재의 전력 시장에서 얻을 수 있는 현금흐름과 이들이 가진 발전기들이 파리협정의 기후변화 목표를 달성하기 위해 조기 폐쇄되는 2°C 미만 시나리오 하에서 얻을 것으로 예상되는 현금흐름 사이의 차액에 해당하는 것이다. 이러한 분석 결과는 사실상 석탄화력발전소에 고수익을 보장하는 규제 구조에서 비롯된 것이다. 가령 발전 연료비용만을 기준으로 하는 전력시장 급전지시 방식, 막대한 용량정산금, 탄소배출 비용 및 송전 제약에 대한 보상 제도 등이 이러한 규제 구조의 일부이다. 이러한 제도들은 한국 내 석탄화력발전소들이 전세계를 통틀어 어떤 전력시장에서도 얻을 수 없는 큰 수익(현금흐름)을 창출할 수 있도록 해 준다. 일례로, 중국·미국·유럽연합 등의 주요 전력시장에서는 BAU 시나리오 하에서 석탄화력발전이 음의 현금흐름을 보였으며 그로 인해 이들 국가에서의 좌초자산 위험 역시 마이너스로 나타났다.

그림 1. 현재 가동 중이거나 건설 중인 석탄화력발전소로 인한 국가별·지역별 좌초자산 위험 규모

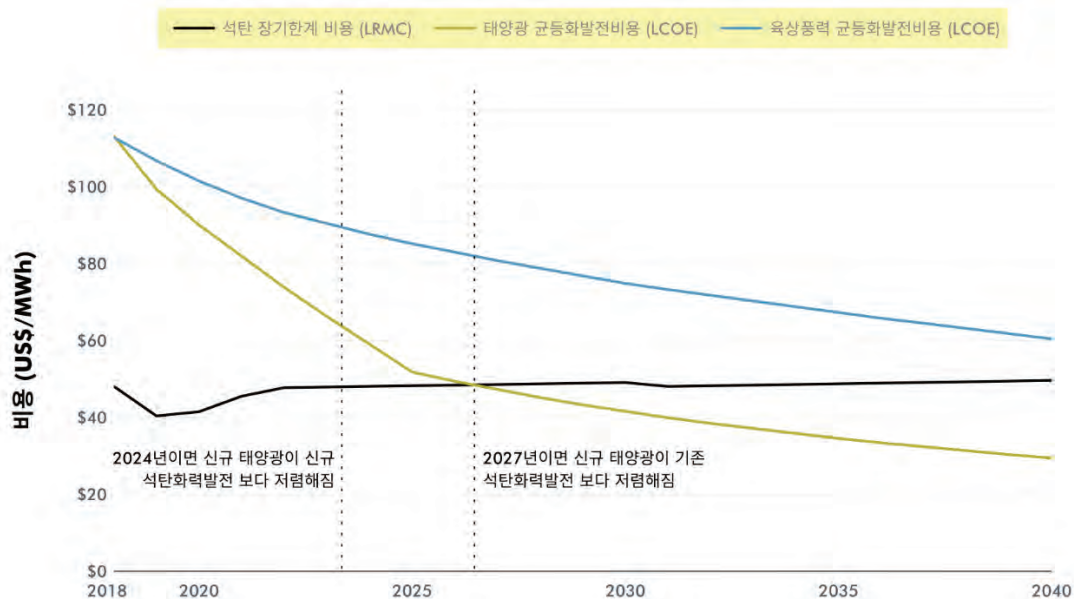


출처: 카본트래커 이니셔티브 분석 결과. 참고: 분석 방법에 관한 추가적인 정보는 본 보고서 본문 참조.

석탄화력에 계속 매달릴 경우 한국은 저탄소 기술 경쟁에서 뒤처질 위험이 있다

또한 추가적인 기후 정책이나 대기오염 정책이 실시되지 않더라도 2027 년이면 한국에서 기존 석탄화력발전소를 운영하기보다 새로운 태양광을 건립하는 것이 더 저렴해지는 것으로 분석되었고, 이는 석탄화력발전에 대한 신규 투자 계획은 물론이고 기존의 석탄발전 시설을 그대로 운영하는 방안의 경제적 타당성에도 의문을 제기한다. 이러한 점은 기후 정책의 시행 여부와 상관 없이 발전 부문에서 석탄화력발전이 점차 비싼 전원으로 전락하고 있는 전력산업의 압도적 경향(Mega Trend)을 보여 주는 것이다.

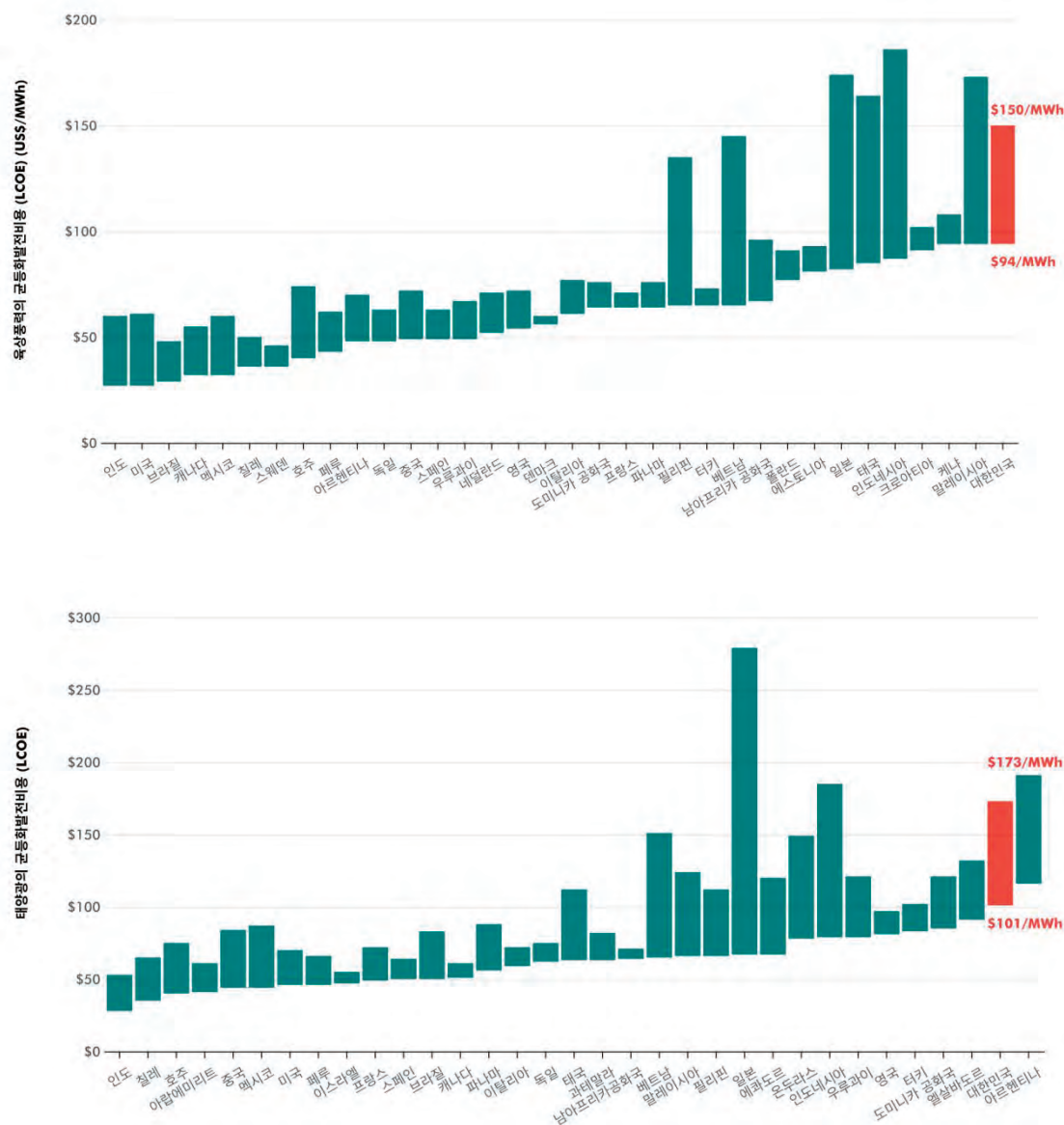
그림 2. 한국 석탄화력발전의 장기한계비용과 육상풍력·태양광의 균등화발전비용 비교



출처: 카본트래커 이니셔티브 분석 결과. 참고: 분석 방법에 관한 추가적인 정보는 본 보고서 본문 참조.

문재인 정부는 현재 가동 중인 석탄화력발전소 일부를 폐쇄하고 신규 석탄화력발전소 2기의 건설 계획을 백지화하겠다고 발표하면서 탈석탄에 대한 의지를 명확히 보여준 바 있다. 그러나, 청정 에너지 믹스로 전환하기 위한 이러한 노력에도 불구하고 석탄화력은 여전히 한국의 주된 전원이며 2017년 기준으로 한국 전체 발전량의 43%를 담당하고 있다. 한국에서는 현재 5.4GW 규모의 석탄화력발전소가 건설 중이며 2.1GW가 추가로 건설에 돌입할 예정이고, 이에 더하여 여러 건의 석탄화력발전소 성능개선사업이 다양한 단계에서 추진 중이다. 한국이 경제 부양과 에너지 자립을 높일 목적으로 추진 중인 저탄소 전략은 석탄화력발전소에 대한 계속된 의존으로 인해 궤도를 이탈할 위험에 처해 있다. 그 예로서, 블룸버그 뉴에너지 파이낸스에 따르면, 현재 한국의 태양광 발전비용은 전체 비교대상 국가 가운데 두 번째로, 육상풍력 발전비용은 가장 높은 것으로 조사되었다.

그림 3. 2018년 기준 육상풍력 및 태양광의 균등화발전비용



출처: 블룸버그 뉴에너지 파이낸스 (2018년)

36 억 달러가 소요될 것으로 예상되는 석탄화력 성능개선 계획은 재생에너지의 경쟁우위 확보를 앞당기고, 한국전력공사의 재무상태에 영향을 미칠 것이다

한국 정부는 석탄화력발전소의 성능을 개선하고 대기오염물질을 저감할 목적으로 다수의 석탄화력발전소들에 대한 성능개선 사업을 계획하고 있다. 기업 공시자료상의 공개 데이터를 근거로 이러한 성능개선 계획을 분석한 결과, 이 같은 투자를 통해 평균적으로 석탄화력발전의 장기한계비용(LRMC)이 18% 증가하고 그로 인해 재생에너지의 상대적 경쟁력은 더욱 높아질 것으로 분석되었다. 일례로, 이러한 성능개선 사업이 시행될 경우 이들 석탄화력발전소의 장기한계비용(LRMC)이 신규 태양광 건설 비용보다 비싸지는 평균 시점은 2028 년이 아니라 2025 년으로 앞당겨질 것으로 예상된다. 이러한 성능개선 사업이 최종 전기소비자들에게 어떤 영향을 미치는지는 본 보고서의 분석 범위에 포함되지 않지만, 이 같은 투자는 자본 집약적이고 추진에 앞서 정책입안자의 면밀한 검토가 반드시 요구된다. 앞서 살펴 본 1,060 억 달러의 좌초자산 위험은 기존의 전력시장 구조에 기반하여 분석된 것인 반면, 이 부분에서는 시장 구조와는 무관하게 각 전원의 개별 운영비용에 초점을 맞추고 있다. 전기요금이 규제되어 있고 한국전력공사가 전력 판매를 독점하는 한국과 같은 전력 시장에서는, 최소비용의 경쟁력을 가진 전원에 의존하는지 여부가 한국전력공사의 재무상태에 직접적인 영향을 미칠 수 있다. 예를 들어, 높은 비용이 드는 성능개선 사업을 회피하지 못할 경우 한국전력공사가 입게 될 손실을 분석한 결과는 아래와 같다.

표 1. 성능개선과 환경시설 개선을 위한 석탄화력발전 설비개선 계획에 소요되는 비용

발전소	모회사	용량(MW)	개선비용 (백만 달러)	장기한계비용(\$/MWH)		재생에너지의 경쟁우위 확보 시기 (연도)	
				전	후	전	후
당진 1 호기	한국전력공사	500	343	48.55	60.61	2027	2024
당진 2 호기	한국전력공사	500	343	48.27	59.62	2027	2024
당진 3 호기	한국전력공사	500	343	49.08	62.95	2027	2024
당진 4 호기	한국전력공사	500	343	47.88	59.13	2027	2024
삼천포 5 호기	한국전력공사	500	92	45.57	49.64	2028	2026
삼천포 6 호기	한국전력공사	500	92	45.03	48.84	2029	2027
보령 3 호기	한국전력공사	500	270	46.61	55.74	2028	2025
보령 4 호기	한국전력공사	500	289	46.22	55.03	2028	2025
보령 5 호기	한국전력공사	500	289	46.64	56.39	2028	2025
보령 6 호기	한국전력공사	500	289	46.06	54.92	2028	2025
태안 3 호기	한국전력공사	500	326	48.14	57.87	2027	2025

태안 4 호기	한국전력공사	500	326	48.46	58.94	2027	2024
영흥 1 호기	한국전력공사	800	145	47.24	51.4	2027	2026
영흥 2 호기	한국전력공사	800	145	46.73	50.52	2028	2026
합계 또는 평균		7,600	3,635	47.18	55.83	2028	2025

출처: 카본트래커 이니셔티브 분석 결과. 참고: 장기한계비용(LRMC)은 10 년 상환 기간을 기준으로 추정함. 분석 방법에 관한 추가적인 정보는 본 보고서 본문 참조.

정책 권고안

정책입안자들이 본 권고안을 이행하지 않고 계속해서 석탄화력발전에 의존할 경우, 한국은 석탄화력발전소의 재무 안정성을 유지해 주기 위해 직접적이거나(높은 수준의 전기요금 부과를 통한 방식) 간접적인 방식(시장 외적인 정산을 통하는 방식)으로 석탄화력 업계를 보조하는 방안과 전기요금을 인위적으로 낮춰 소비자를 보호하는 방안 중 하나를 선택해야 하는 딜레마에 직면하게 될 것이다. 석탄화력발전에 대한 경제적 보조는 납세자나 전기소비자의 공분을 사게 될 것이며 소비자들이 내는 소매 전기요금을 인위적으로 낮출 경우 국가 재정에 악영향을 미칠 것이라는 점에서 두 방안 모두 재정적으로나 경제적으로 지속이 불가능한 것으로 판명이 날 가능성이 높다. 카본트래커는 이러한 분석에 입각하여 한국의 정책입안자들에게 다음과 같은 3 가지 권고안을 제시한다.

1. 석탄화력발전과 관련된 신규 투자 중단 (신설 및 성능개선 모두 포함)

신설과 성능개선을 포함하여 석탄화력발전과 관련된 모든 신규 투자는 그 자본 회수 기간 동안 최소비용의 대안이 되지 못할 가능성이 높다. 자본 회수 기간은 석탄화력발전시설을 신설하는 경우 통상적으로 15~20 년이며, 성능개선 또는 방지시설 개선과 관련된 설비개선의 경우에는 5~10 년이다. 분석 결과 석탄화력발전은 추가적인 기후 정책이나 대기오염 정책과는 별개로 경제적 타당성을 잃고 있는 것으로 나타났다. 아무리 늦어도 2024 년이 되면 신규 태양광 건설이 균등화발전비용(LCOE) 측면에서 신규 석탄화력발전소 건설보다 저렴해질 것으로 예상되며, 2027 년이 되면 기존의 석탄화력발전소를 계속해서 운영하는 비용보다 새로운 태양광을 건설하는 비용이 평균적으로 낮아질 것으로 전망된다.

2. 운영 중인 기존 석탄화력발전소들에 대한 비용 최적화된 폐쇄 계획 수립

한국의 정책입안자들은 개별 석탄화력발전 설비의 장기한계비용(LRMC)을 근거로 하여 이들의 폐쇄 계획을 수립해야 한다. 본 보고서의 분석을 기반으로 정책입안자는 고비용 설비를 우선적으로 폐쇄하고 저비용 설비를 후순위로 폐쇄할 수 있을 것이며 이를 통해 최종 소비자가 가능한 한 가장 낮은 비용으로 전기를 공급받을 수 있도록 할 수 있다. 그 외의 다른 퇴출 방식, 특히 배출집약도 목표에 근거하여 퇴출시키는 방식은 최소비용의 결과로는 이어지지 않을 수 있기 때문에 경제성 측면에서 경쟁력에 영향을 미칠 수 있다.

3. 설비들의 계통적 가치를 파악하기 위한 분석을 수행하고 이를 폐쇄 계획에 반영

정책입안자는 먼저 설비 단위에서 ‘비용’을 기준으로 최적화된 발전소 폐쇄 계획을 수립한 후, 개별 설비의 ‘계통’적 가치까지 고려하기 위하여 계통 분석을 수행해야 할 것이다.

계통적 가치에 대한 분석은 본 보고서의 분석 범위에 포함되지 않는다. 카본트래커는 현지 파트너와 공동으로 이 분석을 수행하고 연구 결과를 일반에 공개하고자 한다.

3 배경

본 보고서는 한국 석탄화력발전의 설비 경제성과 상대적 경쟁력을 분석하고 있다. 본 보고서는 그 과정에서 추후에 예정된 석탄화력 투자계획의 타당성뿐만 아니라 기존 발전 설비의 장기적인 사업성에 대해서도 고찰하려고 한다.

한국은 청정 에너지 믹스로의 전환을 위한 지속적인 노력에도 불구하고 석탄에 과도하게 의존하고 있다. 37GW에 달하는 석탄화력발전은 정부가 확장을 계획하고 있는 주된 전력 공급원이며 2017 년의 경우 전체 발전량의 43%를 차지했다.¹ 콜 스웜(CoalSwarm)에 따르면, 2016 년 이래로 10GW 규모의 석탄화력발전소가 추가로 가동을 개시했다.²³ 한국 정부는 2030 년까지 재생에너지 비중을 전체 발전량의 20%로 확대하여 석탄 의존도를 낮추고 원자력을 감축하는 것을 목표로 삼고 있다.⁴ 실제로, 국내 석탄화력발전소의 절반이 집중된 충청남도의 경우 탈석탄동맹(Powering Past Coal Alliance)에 가입하고 기존 석탄화력 발전소의 폐쇄를 앞당기는 것에 동의한 바 있다.⁵ 태양광과 풍력이 빠르게 확산되고 있지만 2017 년의 경우 전체 발전량에서 차지하는 비율은 고작 2%에 불과했다.⁶ 정부가 발전부문 구조조정을 시도했음에도 불구하고 공기업인 한국전력공사의 발전자회사 5 곳이 여전히 전체 국내 발전 설비의 85%를 공급하고 있다.⁷ 한국전력공사는 발전 시장에서는 민자발전사(IPP)와 약간의 경쟁을 하고 있지만 송전과 배전은 완전히 독점하고 있다.⁸

한국전력공사의 중요한 특징 중 하나는 경영진이 미래의 현금흐름에 거의 영향을 미치지 못한다는 점이다. 전기요금은 정부에서 규제하고 있으며 한국전력공사가 전력 공급원을 선택할 수 있는 선택권은 제한되어 있다. 또한, 한국전력공사는 발전자회사의 사장을 임명할 권한이 없으며 그러한 임명 결정은 정부에서 내린다. 보다 구체적으로 살펴보면, 한국전력공사가 발전사로부터 매입하는 전력의 90%가 현물시장에서 거래되며 급전지시는 오로지 연료비용에 의해서만 결정된다. 예를 들어, 자본(고정비), 오염물질 배출, 탄소 비용은 급전지시에 반영되지 않고, 한국전력공사가 별도로 정산하여 지급한다. 이러한 상황 때문에 원자력과 석탄이 경제적 우위를 점하고 있다. 또한, 이는 자본집약적 투자에 수반되는 위험을 한국전력공사가 부담하고 있음을 의미한다. 이와 같은 제도적·규제적 배경은 한국에서 태양광과 풍력이 미미한 수준에 그치고 석탄화력이 우위를 점하는 요인 중 하나로 작용하고 있다.

본 보고서는 카본트래커가 <Powering Down Coal>이라는 제목으로 전 세계 석탄화력발전의 재무적 위험과 상대적 경쟁력을 분석한 이전 보고서에 근간을 두고 있으며, 해당 보고서에는 다음과 같은 내용이 수록되어 있다.

¹ Capacity figure is based on CoalSwarm (2018). Global Plant Tracker July Update. Available: <https://endcoal.org/global-coal-planttracker/>

Generation statistic is based on KEPCO (2017). Statistics of Electric Power in Korea. Available: <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkccIntroEn.do?menuId=110100>

² CoalSwarm (2018). Global Plant Tracker July Update. Available: <https://endcoal.org/global-coal-planttracker/>

³ CoalSwarm, Sierra Club, and Greenpeace (2018). Boom and Bust 2018: Tracking Global Coal Plant Pipeline. Available: https://endcoal.org/wp-content/uploads/2018/03/BoomAndBust_2018_r6.pdf

⁴ Ministry of Trade, Industry and Energy (2017). Renewable Energy 3020 Implementation Plan. Available: http://www.motie.go.kr/motiee/press/presse2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=159996&bbs_cd_n=81

⁵ Powering Past Coal Alliance (2018). Press release. Available: <https://poweringpastcoal.org/news/PPCA-news/South-Chungcheong-Province-South-Korea-coal-Powering-Past-Coal-Alliance>

⁶ Bloomberg NEF (2018). Generation. Unavailable without subscription.

⁷ Bloomberg NEF (2018). South Korea Power Market Structure. Unavailable without subscription.

⁸ IEEFA (2018). Korea's Clean Energy Challenge – Time for A Check Up. Available: http://ieefa.org/wpcontent/uploads/2018/09/Korea-Energy-Challenge_September2018.pdf

1. 2018 년 현재 가동 중인 전 세계 석탄화력발전 설비의 42%가 수익을 내지 못하고 있으며 추가적인 기후변화 정책이나 대기오염 정책이 시행되지 않더라도 2040 년이 되면 72%가 수익성을 상실할 것으로 전망된다.
2. 2018 년 현재 기존 석탄화력발전 설비의 35%는 운영 비용이 재생에너지 발전설비 신설 비용보다 비싸고 2030 년이 되면 그 비율이 96%까지 치솟을 것으로 전망된다.
3. 석탄화력발전설비를 폐쇄할 경우 발전시설 소유자는 2,670 억 달러의 좌초자산 위험을 회피할 수 있다.⁹

본 보고서에서는 신규 및 기존 석탄화력발전과 연관된 재무적 위험 그리고 저탄소 대체에너지 추구하고 관련된 경제적 기회를 합리적 가정 하에 분석하고 있다. 본 보고서는 그로 인한 결과로서, 한국이 장기적으로 석탄화력 발전을 고수할 경우 세율 인상이나 국가부채 증가 혹은 전기요금 상승으로 인해 국가 차원에서의 부담을 안게 될 가능성이 있으며, 저비용·저탄소 기술의 개발을 저해할 위험성이 있다는 점을 강조하고 있다.

⁹ Carbon Tracker (2018). *Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power*. Available: <https://www.carbontracker.org/reports/coal-portal/>

4 자료 출처, 주요 가정, 모델링 방법

본 장에는 본 보고서에서 이용한 자료 출처, 주요 가정, 모델링 방법이 개략적으로 제시되어 있다. 그와 더불어 본 분석과 관련된 주된 위험과 제약에 대해서도 상세하게 기술하고 있다.

4.1 자료 출처 및 주요 가정

본 분석에 따른 발전소 수준에서의 모델링 결과는 원자재 가격(연료, 전력, 탄소), 운전유지(O&M) 고정비 및 변동비, 정책 결과물(예: 시장외부 수익 및 제어기술 비용)에 관한 다수의 합리적인 가정에 기반을 두고 있다. 표 2에 이러한 자료 출처와 가정이 상세하게 기술되어 있다. 본 보고서에 사용된 기술적 용어의 정의는 Box 1에 수록되어 있다.

표 2. 본 분석에 사용된 데이터 세트 및 주요 가정

항목	내용	출처
발전소 수준에서의 특성에 관한 인벤토리 데이터	설비명, 발전소명, 발전소 위치, 설비용량, 설비 상태, 설비 운영 기간, 모기업, 주주, 연소 기술 유형, 석탄 유형, 연소비용, 배출량 계수	CoalSwarm(2018) 및 기후솔루션 분석
발전소별 냉각 유형 및 대기오염 제어기술	이산화질소·이산화황·미세먼지 설비환경 제어기술 및 냉각 기술 유형	Platts(2018) 및 기후솔루션 분석
운전유지 고정비	고정비 가정은 보일러 연소 기술에 근거를 두고 있다: 아임계 기술 \$7.79/kW, 초임계 기술 \$10.39/kW, 초초임계 기술 \$11.87/kW, 가스화복합발전 기술 \$18.37/kW, 가스화복합발전 기술 \$10.39/kW	IEA (2016)
연료를 제외한 운전유지 변동비	변동비는 설비용량에 근거를 두고 있다: 0~100MW 설비 \$4.49/MWh, 100~300MW 설비 \$3.59/MWh, 300MW 이상 설비 \$3.37/MWh	North America Electric Reliability Corporation (2010)
이용률	2016 년 이후 기존 석탄화력발전소에 대한 발전소 수준에서의 연간 설비이용률	한국전력공사 (2017)
연료 유형, 비용, 수송	연료 비용에는 석탄을 구매·수송·준비하는 과정에서 발생하는 경비가 포함된다. 생산자 석탄 비용의 경우 우드 맥킨지(Wood Mackenzie)와 블룸버그 LP 를 기준으로 적용했다. 2018 년 추정치의 경우 월간 혹은 일간 평균을 기준으로 삼았으며 2019 년 이후로는 2014~2017 년 연평균을 적용했다. 또한, 연료 비용에는 석탄 수송을 반영한 모델이 포함된다. 이 모델은 비용 최적화 공급 경로 알고리즘으로서 설비의 위치와 가장 근접한 적합한 석탄 광산 간의 거리를 계산하고 석탄 유형, 수송 방식, 관련 비용 및 요금, 활용 가능한 항구, 광산, 수입 용량을 고려한다. 본 보고서에서는 호주·인도네시아·러시아에서 무연탄·역청탄·아역청탄을 수입하여 해상을 경유하여 육상을 통해 발전소까지 수송하는 것으로 가정했다. 연료 수송 모델에 관한 설명은 부록에 수록되어 있다.	Bloomberg(2018), UN Comtrade(2018), WoodMackenzie(2018), Mining Atlas(2018), CoalSwarm(2018), Ports.com (2018), 카본트래커 분석 보고서
탄소 가격	탄소 가격은 3 단계에 걸친 무상할당 감액을 조정하여 22,000 원을 일률적으로 적용했다: 2 단계(2018~2020) 3% 경매, 3 단계(2021~2025) 10% 경매.	ICAP (2018) 및 카본트래커 추정치
연소 효율	설비 연령에 따른 총저위발열량(LHV) 조정	IEA (2016), 카본트래커 분석
냉각 및 대기오염 제어 기술에 근거한 효율 조정	적용된 기술을 근거로 발전소 연소 효율에 대한 조정을 실시했다.	EPA (2018)
환경 제어 기술 자본 및 운전유지비	운전유지 고정비(\$/kW/년)와 운전유지 변동비(\$/MWh)가 포함된다. 발전소 오염물질과 명판용량을 근거로 조정을 실시했다.	EPA (2018)

<p>2°C 미만 시나리오 하에서 탄소배출 저감장치 미구비 석탄화력발전소 가동</p>	<p>송·배전망은 국가 차원에서 통합되며 한국전력공사가 전적으로 운영하고 소유한다. 따라서 폐쇄 절차는 지역이 아닌 국가 차원에서 진행된다. 본 보고서에서는 한국의 발전 부문에 대해 IEA 의 B2DS (beyond 2°C scenario)에 근거한 OECD 국가 감소율을 가정했다.</p>	<p>IEA (2017)</p>
<p>대기오염 규제 및 관련 자본·운영비</p>	<p>인천 혹은 경기도에 소재한 설비에만 대기오염 규정이 적용되는 것으로 가정했다.</p>	<p>기후솔루션 및 카본트래커 분석</p>
<p>발전소 수익</p>	<p>예정된 전력량 정산금, 제약발전 전력량 정산금, 용량 정산금, 제약비발전 전력량 정산금, 재생에너지 의무할당제 정산금, 배출권거래비용 정산금, 지방자원세 정산금, 방지시설 운영비 형태로 시장내부 및 외부 정산금을 포함한다.</p>	<p>기후솔루션 및 카본트래커 분석</p>

출처: 위의 내용 및 참고문헌 참조

참고: 위 수익 자료는 국회 환경노동위원회로부터 입수했으며 발전소별 수익 자료는 국회 산업통상자원위원회로부터 입수했다.

Box 1. 지표에 대한 정의

본 보고서에는 석탄화력발전에 관한 경제적·재무적 분석의 기준이 되는 지표에 대한 정의가 포함되어 있다. 해당 내용은 이하에 상세하게 기술하였다.

단기한계비용(SRMC). 석탄화력발전 단가를 구성하는 단기한계비용(SRMC)은 연료, 탄소(해당되는 경우), O&M 변동비를 포함한다. 연료 비용에는 석탄 구매·수송·준비 비용이 포함된다. 석탄에는 여러가지 유형이 있으며 에너지 함량에 따라 그 비용이 달라진다. 수송 비용은 해외 시장에서 수입하는지 혹은 국내 인근 광산에서 구매하는지 여부에 의해 결정된다. O&M 변동비는 설비 이용 현황에 따라 달라진다. 이 비용에는 용수, 전력 및 화학약품, 운할제, 기타 소모품을 구매하는 비용과 폐기물 처리 비용 등이 포함된다. 단기 운전비용은 발전사가 전력 판매권을 놓고 경쟁하는 자유화된 시장에서 급전 의사결정에 영향을 미치는 경향을 보인다. 자유화된 시장은 다음과 같은 방식으로 운영된다.

1. 계통운영자가 사전에 전력 수요를 예측한다.
2. 계통운영자가 예측 수요를 충족하는 데 필요한 전력량을 공급하는 발전 입찰을 실시한다. 통상적으로 발전사는 추가 단위전력 생산에 소요되는 단기한계비용(SRMC)을 근거로 입찰에 참가한다.
3. 계통운영자는 예측 수요에 도달할 때까지 최저가로 입찰한 발전사가 공급을 제안한 전력을 구매하기 시작한다. 이를 **Uniform Clearing Price** 라 한다.
4. 계통운영자는 입찰가를 불문하고 모든 공급자에게 동일한 **Uniform Clearing Price** 를 지불한다. 규제 시장의 경우에는 시장 구조에 따라 석탄화력발전소의 급전 방식이 달라진다.

장기한계비용(LRMC). 장기한계비용(LRMC)에는 단기한계비용(SRMC)에 추가하여 O&M 고정비와 환경 규정을 준수하기 위한 추가적인 자본투자비용이 포함된다. 고정비는 발전량에 따른 변동이 그리 크지 않은 비용으로 구성되며 인건비, 장비구입비, 관리비, 운전유지비, 규정을 준수하기 위한 설치 및 운영 제어 기술 등이 포함된다. 단기한계비용(SRMC)은 급전 의사결정에 영향을 미치는 반면에, 장기한계비용(LRMC)은 수익에 영향을 끼친다.

상대적 경쟁력. 상대적 경쟁력이 확보되는 시기라고 하면, 육상풍력 혹은 태양광의 균등화발전 비용(LCOE)이 석탄화력발전의 장기한계비용(LRMC)보다 낮아지는 연도를 말한다.

매출총이익률. 시장내부(도매전력시장) 및 시장외부(벨런싱 및 보조 서비스, 용량 시장) 수익에서 장기한계비용(LRMC)을 차감한 수치.

2°C 미만 시나리오에서의 폐쇄 연도. 파리협정의 기후변화 목표에 입각하여 설비를 폐쇄해야 하는 연도. 폐쇄 일정은 장기한계비용 혹은 매출총이익률을 근거로 수립된다. 이에 관한 보다 자세한 내용은 모델링 방법(4.2)을 참조한다.

2°C 미만 시나리오에서의 좌초자산 위험. 상기 폐쇄 연도에 입각하여 설비를 조기에 폐쇄할 경우 발생할 가능성이 있는 잠재적인 상실 수익. 이에 관한 보다 자세한 내용은 모델링 방법(4.2)을 참조한다.

4.2 모델링 방법

발전소 수준에서 구축된 모델을 바탕으로 시장 시나리오와 2°C 미만 시나리오 하에서의 결과를 도출한다. 두 시나리오에 관한 설명은 아래와 같다.

4.2.1 시장 시나리오 모델

시장 시나리오 분석에서는 석탄화력발전의 장기한계비용(LRMC)과 육상풍력 및 유틸리티급 태양광의 균등화발전비용(LCOE)을 비교한다.¹⁰ 균등화발전비용(LCOE)은 발전 기술에 적용되는 표준적인 분석 도구로서 발전 시장 분석 및 모델링에 널리 활용되고 있다. 기초적인 균등화발전비용(LCOE) 분석법을 적용하여 발전 부문의 경제성을 파악하는 데에는 한계가 있음이 여러 문헌에서 지적된 바 있지만, 그럼에도 불구하고 신규 석탄화력발전 투자가 더 이상 경제성을 갖지 못하는 시점이나 투자자와 정책입안자가 석탄화력발전 폐쇄 계획을 수립하고 이행해야 하는 시점을 단순하게나마 제시하는 수단이 될 수 있는 것은 사실이다.¹¹ 균등화발전비용(LCOE)은 단순히 전체 비용 합계를 발전량으로 나눈 값이다. 이러한 비용에는 자본적 비용, 자본회수계수, O&M 고정비, 연료세, 탄소세 등이 포함된다. 육상풍력 및 태양광의 2018 년도 균등화발전비용(LCOE) 추정치는 블룸버그 뉴에너지 파이낸스를 참조했다.

4.2.2 2°C 미만 시나리오 모델

본 보고서에서 2°C 미만 시나리오 하의 좌초자산 위험은 파리협정의 기후변화 목표에 입각한 시나리오와 BAU 시나리오에서 각각 발생하는 수익의 순현재가치(NPV) 간의 차이로 정의된다. 폐쇄 일정은 자유화된 시장의 경우 매출총이익률, 규제 시장(한국은 여기에 속함)의 경우 장기한계비용(LRMC)을 근거로 수립된다. 이 분석의 기저에는 탄소배출량과 석탄화력발전 수요를 줄여가는 과정에서 경제적 효율이 가장 떨어지는 순서대로 폐쇄를 진행한다는 논리가 자리잡고 있다. 이 모델링 방식은 3 단계로 구성된다.

첫째, IEA의 2°C 미만 시나리오(B2DS)에 따른 발전 요구를 충족하는 데 필요한 용량을 파악한다. IEA의 B2DS 시나리오에서는 탄소포집·저장(CCS) 장치가 부착되지 않은 석탄화력발전소는 전 세계적으로 2040 년까지 폐쇄한다. CCS의 비용이 과중할 것으로 예상되는 상황이므로 본 분석에서는 CCS를 적용하여 석탄화력발전 설비의 수명을 연장할 수 없는 것으로 가정했다.¹² 폐쇄 시기는 지역에 따라 다르다. 한국의 경우 다른 OECD 회원국들과 대체적으로 일치하는 시기인 2040 년을 폐쇄 연한으로 가정했다.¹³

¹⁰ While we recognise that other renewable options for power generation may be appropriate in some regions, utility-scale solar-PV and onshore wind have been chosen for comparability and simplicity.

¹¹ LCOE analysis is a limited metric as it does not consider revenues from generation and the system value of wind and solar. For more information, see: IEA (2016). Next-generation wind and solar power: From cost to value.

Available: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>

¹² There is currently one CCS-equipped coal-fired power plant operating in the world today (Boundary Dam in Canada) and 12 plants in development. The last coal plant to start construction in the US is the Kemper County integrated gasification combined cycle (IGCC) project. The cost of the 600 MW Kemper plant is projected to increase from \$2.2 bn to \$6.66 bn, or over four times of the capex cost of an unabated IGCC plant in a similar location. In 2015, the US Department of Energy withdrew support for the 200 MW CCS project in Illinois, which has since been cancelled. Due to limited progress to date and the new build and retrofit costs compared to other decarbonisation options, this report assumes that CCS will only be viable in niche applications over the lifetimes of the fossil fuel plants analysed, and thus is not included in this study which focuses on global averages without subsidies. For more information see: Carbon Tracker (2016). End of the load for coal and gas? Available: <https://www.carbontracker.org/reports/the-end-of-the-load-for-coal-and-gas/>

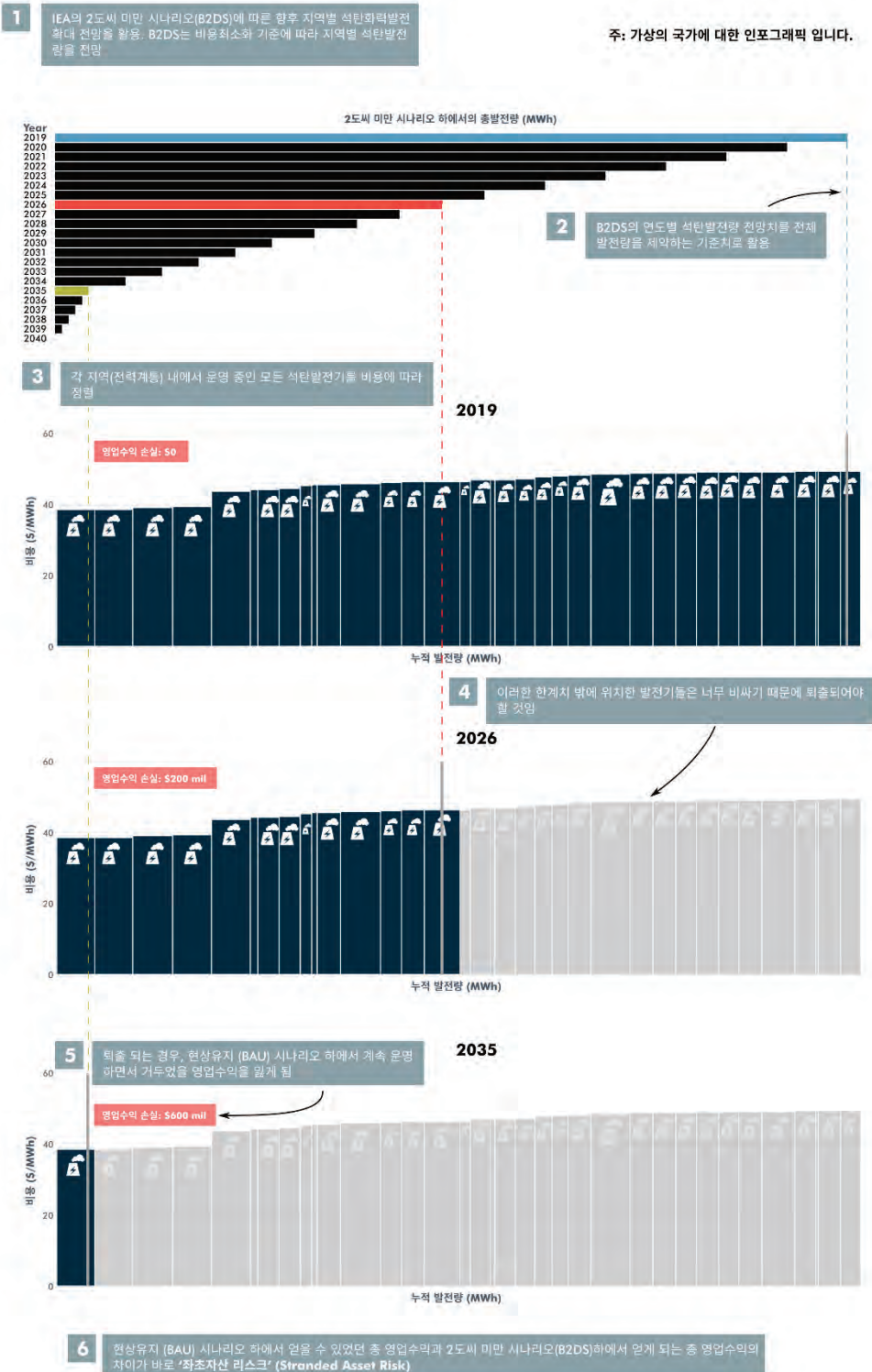
¹³ For more information see: IEA (2017). Energy Technology Perspectives (ETP) 2017. Available: <https://www.iea.org/etp/>

둘째, 공급 안정 유지 임무를 담당하는 당국이나 지역 또는 계통을 기초로 석탄화력발전설비의 순위를 설정하여 폐쇄 일정을 수립한다. 이 과정에서 해당 설비가 자유화된 시장과 규제 시장 중 어디에 속하는지에 따라 분석 방식에 약간의 차이가 존재한다. 한국과 같은 규제 시장의 경우 장기한계비용(LRMC)을 근거로 순위를 설정한 반면에, 자유화된 시장의 경우에는 매출총이익률을 근거로 폐쇄 일정을 수립했다. 이와 같은 미묘한 차이는 비용 최적화 발전에 주력하는 규제 당국의 시각과 이익 극대화를 추구하는 민간 발전사의 시각에서 폐쇄 절차를 재연하는 것을 목적으로 한다. 비용이 가장 높거나 이익이 가장 낮은 석탄화력발전설비는 발전소 수준 발전량 합계가 B2DS에 규정된 한도에 도달하기 전에 폐쇄된다.

셋째, 본 보고서에서는 좌초자산 위험을 파악할 목적으로 B2DS와 BAU 시나리오를 대상으로 현재 가동 중이거나 건설 중인 모든 설비의 현금흐름을 계산한다. B2DS 하에서의 좌초자산 위험은, 2040년까지 모든 석탄화력발전설비가 폐쇄되는 B2DS 시나리오에서의 현금흐름의 순현재가치(NPV)와 기업 공시자료상의 폐쇄연한에 기반한 BAU 시나리오에서의 현금흐름의 순현재가치(NPV) 간의 차이로 정의된다.

그림 4. 모델링 방법 도식도

How to calculate Stranded Asset Risk



5 결론 및 고찰

본 장에는 2°C 미만 시나리오 하에서 (장기 및 단기) 운영 비용, 매출총이익률, 상대적 경쟁력, 폐쇄 연도, 좌초자산 위험에 관한 현재와 미래의 추정치를 제시하는 발전소 수준에서의 모델링 결과가 수록되어 있다. 시장 구조는 지역별로 동일한 경우가 거의 없고, 다수의 기술적, 정치적, 경제적 요인들로 인해 지역마다 차이를 보인다. 고비용 저수익 석탄화력발전으로 인한 좌초자산 위험은 시장 구조에 따라 상이한 형태로 구체화된다는 점에서 이러한 차이는 본 분석의 결과를 해석하는데 필수적이다. 한국의 전력 시장은 규제 하에 있으므로 아래와 같은 두 가지 해석이 요구된다.

1. 규제 시장에서 석탄화력발전의 매출총이익률은 시장 구조에 의해 미리 결정되는 경우가 많으며 이는 곧 석탄화력발전소가 정부의 보조를 받아 이익을 내거나 손실을 감수하면서 다른 경제 부문을 보조한다는 것을 의미한다.
2. 석탄화력발전소가 고정 수익률을 보장받는 까닭에 세율 인상, 부채 증가, 전기요금 상승으로 인한 위험이 국가적 차원에서 구체화되는 상황이 종종 발생하므로 규제 시장에서 좌초자산 위험은 높게 나타나거나 양(+)의 값을 갖는 경우가 많다.

5.1 시장 구조로 인해 세계 최고 수준인 좌초자산 위험

좌초자산 위험은 BAU 시나리오에서 도출된 현금흐름과 파리협정의 기후변화 목표에 따른 2°C 미만 시나리오 하에서의 현금흐름 간의 차이로 정의된다.

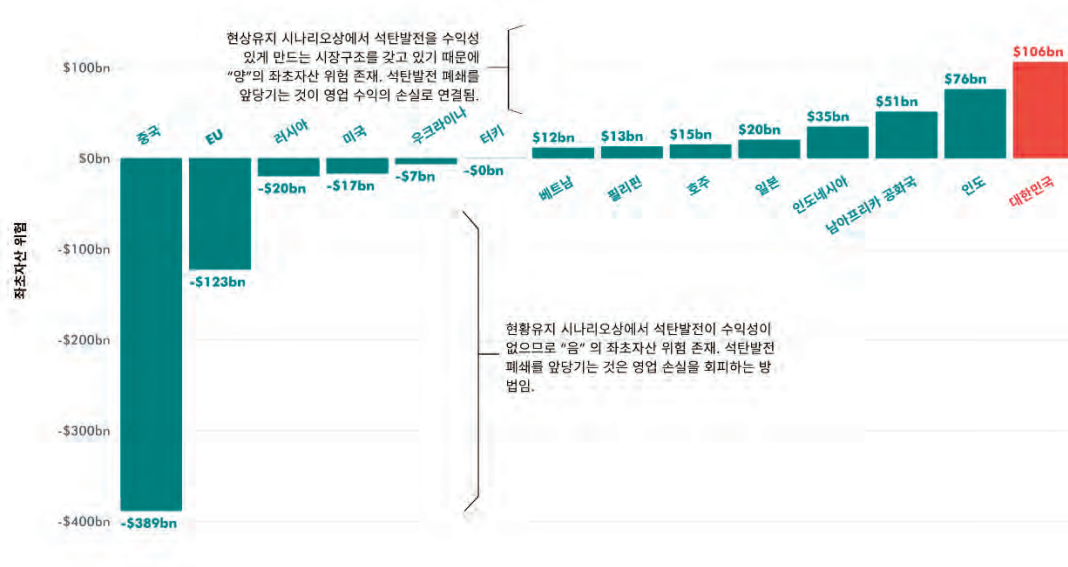
BAU 시나리오는 정책이나 시장 구조에는 변화가 없는 것으로 가정하지만 현행 대기오염 및 탄소 가격 정책과 기업 공시자료상에 공개된 폐쇄 연한은 분석에 포함한다. 2°C 미만 시나리오는 2040년까지 한국에서 탄소배출 저감장치를 구비하지 못한 석탄화력발전소를 폐쇄하는 비용 최적화된 폐쇄 일정을 반영하고 있다. 좌초자산 위험이 양의 값을 갖는다는 것은 기존 시장 구조를 전제로 석탄화력발전이 양의 현금흐름을 창출한다는 점에서 투자자와 한국 정부가 손실을 입을 가능성이 있다는 것을 의미한다. 반면에, 좌초자산 위험이 음의 값을 갖는다는 것은 석탄화력발전이 음의 현금흐름을 창출한다는 점에서 투자자와 한국 정부가 2°C 미만 시나리오 하에서 손실을 회피할 수 있다는 것을 의미한다.

2°C 미만 시나리오에서 전 세계의 좌초자산 위험은 -2,670억 달러로 나타났다. BAU 시나리오에서 중국, 미국, 유럽연합 등 주요 석탄화력 용량시장의 현금흐름은 큰 폭으로 음의 값을 기록했으며 이로 인해 좌초자산 위험이 음으로 나타났다. 이는 좌초자산 위험이 양의 값을 기록한 지역을 상쇄하고도 남는 수준이었으며 이러한 결과는 파리협정에 입각하여 석탄화력발전소를 조기에 폐쇄하는 방식이 비용을 최소화할 수 있는 대안이라는 것을 의미한다. 한국의 경우 2°C 미만 시나리오에서 1,060억 달러에 이르는 좌초자산 위험을 안고 있는 것으로 분석되었고, 이는 분석대상인 34개 국가 중에 가장 높은 수준이다. 이 금액은 한국 내 발전사들(즉, 한국전력공사의 발전자회사와 민간 발전사)이 현재의 전력 시장에서 얻을 수 있는 현금흐름과 이들이 가진 발전기들이 파리협정의 기후변화 목표를 달성하기 위해 조기 폐쇄되는 2°C 미만 시나리오 하에서 얻을 것으로 예상되는 현금흐름 사이의 차액에 해당하는 것이다.¹⁴ 이러한 분석 결과는 사실상

¹⁴ This analysis includes "unit-level" in-market and out-of-market revenue data (e.g., unit-level scheduled energy payments, constrained-on energy payments, trading period capacity payments, constrained-off energy payments, renewable portfolio standard payments, emission trading payments, local resources tax payments and the operation cost of preventative facilities) when projecting the cash flow of each unit under the business-as-usual scenario. The retirement schedule is cost-optimised, meaning units are retired based on their LRMC. See the full report for more information.

석탄화력발전소에 고수익을 보장하는 규제 구조에서 비롯된 것이다. 가령 발전 연료비용만을 기준으로 하는 전력시장 급전지시 방식, 막대한 용량정산금, 탄소배출비용 및 송전 제약에 대한 보상하는 제도 등이 이러한 규제 구조의 일부이다. 이러한 제도들은 한국 내 석탄화력발전소들이 전세계를 통틀어 어떤 전력시장에서도 얻을 수 없는 큰 수익(현금흐름)을 창출할 수 있도록 해 준다. 일례로, 중국·미국·유럽연합 등의 주요 전력시장에서는 BAU 시나리오 하에서 석탄화력발전이 음의 현금흐름을 보였으며 그로 인해 이들 국가에서의 좌초자산 위험 역시 마이너스로 나타났다.

그림 5. 현재 가동 중이거나 건설 중인 석탄화력발전소로 인한 국가별·지역별 좌초자산 위험 규모



출처: 카본트래커 분석 결과

5.2 석탄화력에 대한 집착으로 인해 저탄소 기술 경쟁에서 뒤처질 위험성

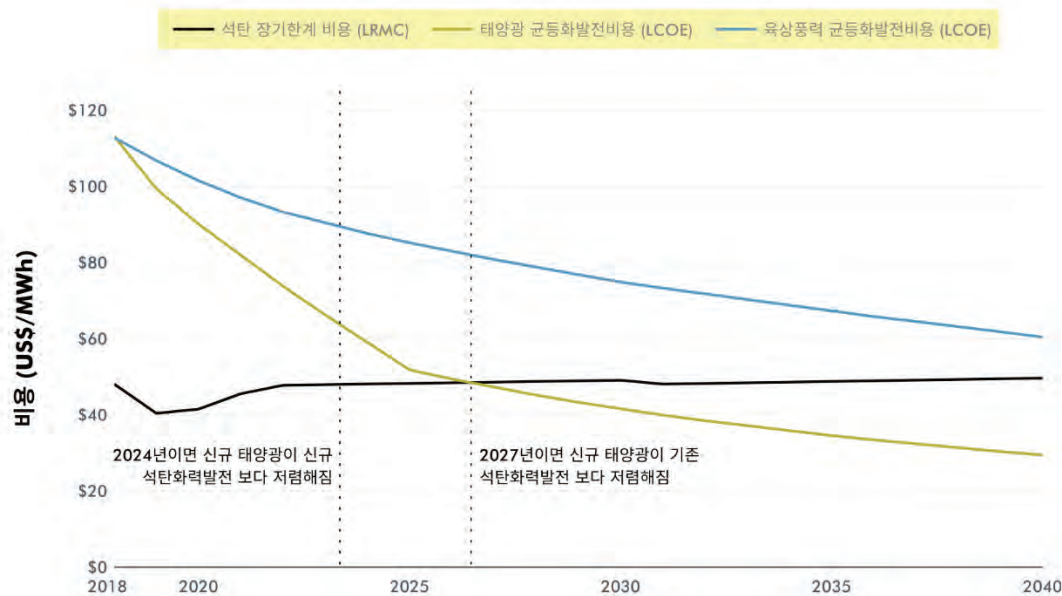
정책입안자와 투자자가 비용이 최소화되는 방식으로 전력을 공급하고 좌초자산을 방지하기 위해서는 경제적 측면에서 세 가지 변곡점을 주시할 필요가 있다. 재생에너지 및 가스 발전의 신설 비용이 석탄화력발전의 신설 비용보다 낮아지는 시점, 재생에너지 및 가스 발전의 신설 비용이 기존 석탄화력발전의 운영 비용보다 낮아지는 시점, 안정적(혹은 급전가능한) 재생에너지 및 가스 발전의 신설 비용이 기존 석탄화력발전의 운영 비용보다 낮아지는 시점이 그것이다.

첫 번째 변곡점의 경우 늦어도 2024 년이 되면 균등화발전비용(LCOE) 분석을 근거로 태양광 신설 투자가 석탄화력 신설 투자를 앞지를 것으로 전망된다.¹⁵ 두 번째 변곡점은 석탄화력이 존폐 위기에 직면하는 시점이다. 추가적인 기후 정책이나 대기오염 정책이 실시되지 않더라도 2027 년이면 한국에서 기존 석탄화력발전소를 운영하기보다 새로운 태양광을 건립하는 것이 더 저렴해지는 것으로 분석된다. 재생에너지 비용이 낮아질수록 재생에너지 보급률은 상승할 것이다. 가변적인 저비용 재생에너지의 확대에 대응하여 석탄화력의 급전 가능 능력을 높일 경우 O&M

¹⁵ This finding is broadly consistent with government forecasts. For example, Chinho Park, managing director of the energy industry, Ministry of Trade, Industry and Energy said in a recent interview that he expects the industry to become subsidy free between 2022 and 2025. Bloomberg NEF (2018). South Korea Sees Solar Subsidy-Free as Early as 2022: BNEF Q&A. Unavailable without subscription.

비용이 증가하여 경제적 열위가 더욱 악화될 것이다.¹⁶ 만약 한국의 정책입안자들이 계속해서 석탄화력을 고수한다면 납세자와 전력 소비자의 반감은 갈수록 격해질 것이다.

그림 6. 한국 석탄화력발전의 장기한계비용과 육상풍력·태양광의 균등화발전비용 비교



출처: 블룸버그 뉴에너지 파이낸스 (2018)

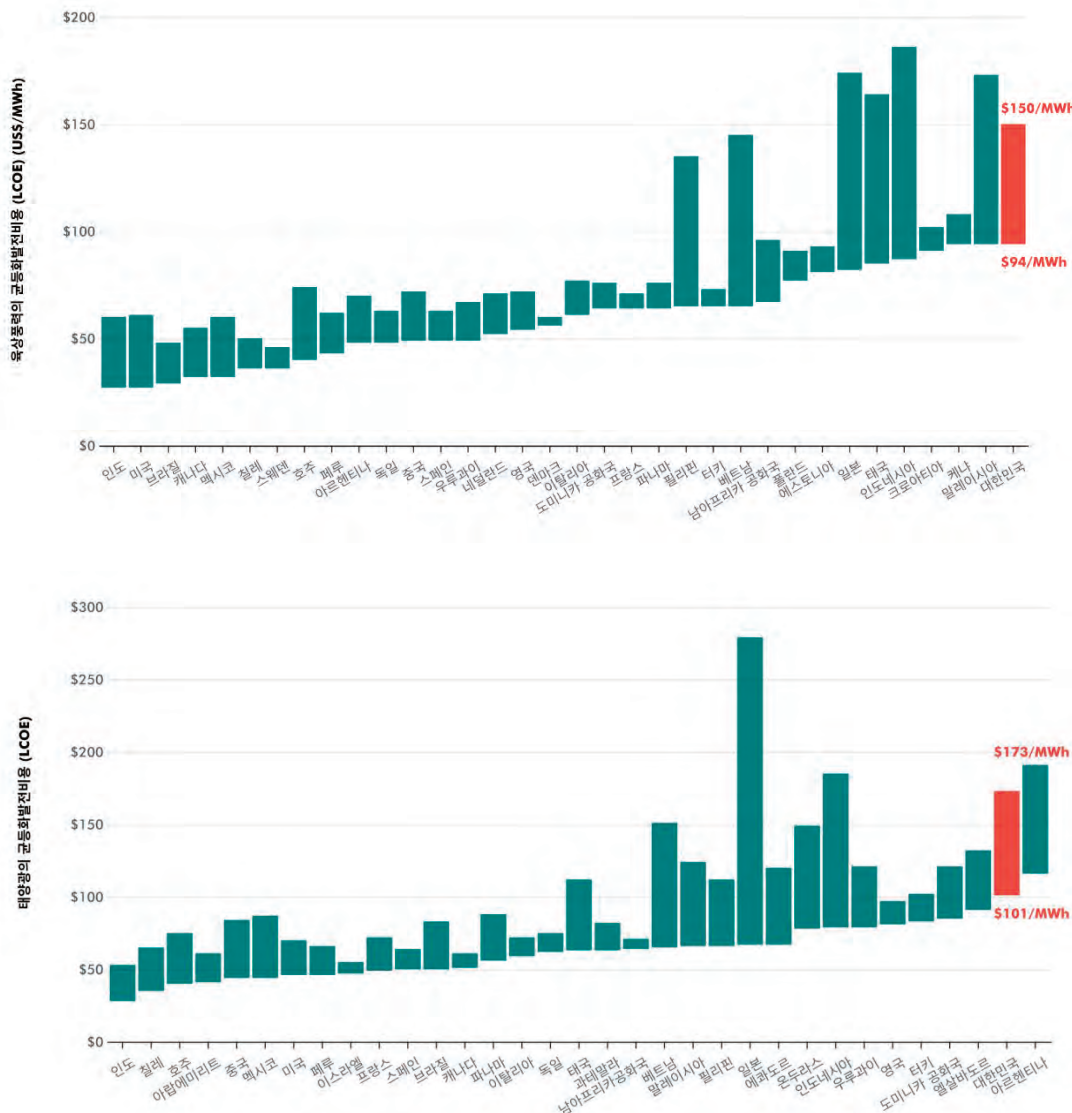
3 번째 변곡점은 본 분석의 범위를 벗어난다. 오늘날 정책입안자들이 당면한 물음은 과연 재생에너지가 비용 최소화 대안이 될 수 있을 것인지 여부가 아니라 어떻게 하면 계통 가치를 극대화하고 전반적인 계통의 비용을 낮추기 위해 풍력과 태양광을 통합시킬 수 있을 것인지에 집중되어 있다. IEA는 계통망 규약, 예측 능력, 스케줄링 등 일부 운영 방식 개선으로 자본집약적 투자 없이도 태양광과 풍력을 15%까지 확대할 수 있다고 지적한다.¹⁷

뿐만 아니라, 한국은 전력시장을 개방하여 재생에너지의 비용 하락 추세를 가속화하는 경쟁 요소를 도입하고 있는 국가들과의 저탄소 경쟁에서 낙오될 위험에 처해 있다. 일례로, 블룸버그 뉴에너지 파이낸스에 따르면 현재 한국의 태양광 발전비용은 전체 비교대상 국가 가운데 두 번째로, 육상풍력 발전비용은 가장 높은 것으로 조사되었다(그림 7. 참조). 이 같은 현실은 2030 년까지 재생에너지 비중을 20%로 확대하려는 정부의 의욕적인 계획과 충돌을 빚고 있다. 이러한 계획은 2017 년에 발표된 제 8 차 전력수급기본계획에서 재차 강조됐다.

¹⁶ The IEA Clean Coal Centre estimated these costs. Hot, warm and cold starting a 500 MW coal unit could cost \$94,000, \$116,000 and \$174,000, respectively. Load cycling a 500 MW coal unit down to 180 MW could cost \$13,000. IEA Clean Coal Centre (2016). Levelling the intermittency of renewables with coal. Available: <https://www.usea.org/sites/default/files/Leveling%20the%20intermittency%20of%20renewables%20with%20coal%20-%20ccc268-1.pdf>

¹⁷ IEA (2017). Getting wind and sun onto the grid. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/getting-wind-and-sun-onto-the-grid.html>

그림 7. 2018 년 기준 육상풍력·태양광의 균등화발전비용(LCOE)



출처: 블룸버그 뉴에너지 파이낸스 (2018년)

5.3 36 억 달러 규모의 성능개선 계획과 재생에너지의 경쟁력 및 한국전력공사의 재무상태에 대한 영향

한국 정부는 다수의 석탄화력발전설비에 대해 성능 개선과 대기오염 경감 목적의 설비개선 사업을 계획하고 있다. 정부 발표에 따르면, 한국은 2022년까지 7개 석탄화력발전설비를 폐쇄하고 나머지 39개에 대해서는 성능개선을 실시할 계획이다.¹⁸ 금융감독원 홈페이지에 게시된 기업공시자료상의 공개 데이터와 한국개발연구원에서 발간한 예비타당성조사 보고서를 근거로 이러한 성능개선 계획을 분석한 결과에 따르면, 이 같은 투자를 통해 평균적으로 석탄화력발전의 장기한계비용(LRMC)이 18% 증가하고 그로 인해 재생에너지의 상대적 경쟁력은 더욱 높아질 것으로 분석되었다. 만약 이러한 성능개선 사업이 시행될 경우 이들 석탄화력발전소의 장기한계비용

¹⁸ Prime Minister's Office et al. (2017). Fine Dust Management Comprehensive Plan. Available: <http://www.me.go.kr/home/file/readDownloadFile.do?fileId=152146&fileSeq=1>

(LRMC)이 신규 태양광 건설 비용보다 비싸지는 평균 시점은 2028년이 아니라 2025년으로 앞당겨질 것으로 예상된다. 이러한 성능개선 사업이 최종 전기소비자들에게 어떤 영향을 미치는지는 본 보고서의 분석 범위에 포함되지 않지만, 이 같은 투자는 자본 집약적이고 추진에 앞서 정책입안자의 면밀한 검토가 반드시 요구된다. 앞서 살펴 본 1,060억 달러의 초과자산 위험은 기존의 전력시장 구조에 기반하여 분석된 것인 반면, 이 부분에서는 시장 구조와는 무관하게 각 전원의 개별 운영비용에 초점을 맞추고 있다. 전기요금이 규제되어 있고 한국전력공사가 전력 판매를 독점하는 한국과 같은 전력 시장에서는, 최소비용의 경쟁력을 가진 전원에 의존하는지 여부가 한국전력공사의 재무상태에 직접적인 영향을 미칠 수 있다. 예를 들어, 높은 비용이 드는 성능개선 사업을 회피하지 못할 경우 한국전력공사가 입게 될 손실을 분석한 결과는 아래와 같다.

표 3. 성능개선과 환경시설 개선을 위한 석탄화력발전 설비개선 계획에 소요되는 비용

발전소	모회사	용량(MW)	개선비용 (백만 달러)	장기한계비용(\$/MWH)		재생에너지의 경쟁우위 확보 시기 (연도)	
				전	후	전	후
당진 1호기	한국전력공사	500	343	48.55	60.61	2027	2024
당진 2호기	한국전력공사	500	343	48.27	59.62	2027	2024
당진 3호기	한국전력공사	500	343	49.08	62.95	2027	2024
당진 4호기	한국전력공사	500	343	47.88	59.13	2027	2024
삼천포 5호기	한국전력공사	500	92	45.57	49.64	2028	2026
삼천포 6호기	한국전력공사	500	92	45.03	48.84	2029	2027
보령 3호기	한국전력공사	500	270	46.61	55.74	2028	2025
보령 4호기	한국전력공사	500	289	46.22	55.03	2028	2025
보령 5호기	한국전력공사	500	289	46.64	56.39	2028	2025
보령 6호기	한국전력공사	500	289	46.06	54.92	2028	2025
태안 3호기	한국전력공사	500	326	48.14	57.87	2027	2025
태안 4호기	한국전력공사	500	326	48.46	58.94	2027	2024
영흥 1호기	한국전력공사	800	145	47.24	51.4	2027	2026
영흥 2호기	한국전력공사	800	145	46.73	50.52	2028	2026
합계 또는 평균		7,600	3,635	47.18	55.83	2028	2025

출처: 카본트래커 분석 결과. 참고: 장기한계비용(LRMC)은 10년 상환 기간을 기준으로 추정함.

6 정책 권고안

정책입안자들이 본 권고안을 이행하지 않고 계속해서 석탄화력발전에 의존할 경우, 한국은 석탄화력발전소의 재무 안정성을 유지해 주기 위해 직접적이거나(높은 수준의 전기요금 부과를 통한 방식) 간접적인 방식(시장 외적인 정산을 통하는 방식)으로 석탄화력 업계를 보조하는 방안과 전기요금을 인위적으로 낮춰 소비자를 보호하는 방안 중 하나를 선택해야 하는 딜레마에 직면하게 될 것이다. 석탄화력발전에 대한 경제적 보조는 납세자나 전기소비자의 공분을 사게 될 것이며 소비자들이 내는 소매 전기요금을 인위적으로 낮출 경우 국가 재정에 악영향을 미칠 것이라는 점에서 두 방안 모두 재정적으로나 경제적으로 지속이 불가능한 것으로 판명이 날 가능성이 높다. 카본트래커는 이러한 분석에 입각하여 한국의 정책입안자들에게 다음과 같은 3 가지 권고안을 제시한다.

1. 석탄화력발전과 관련된 신규 투자 중단 (신설 및 성능개선 모두 포함)

신설과 성능개선을 포함하여 석탄화력발전에 관련된 모든 신규 투자는 그 자본 회수 기간 동안 최소비용의 대안이 되지 못할 가능성이 높다. 자본 회수 기간은 석탄화력발전시설을 신설하는 경우 통상적으로 15~20 년이며, 성능개선 또는 방지시설 개선과 관련된 설비개선의 경우에는 5~10 년이다. 분석 결과 석탄화력발전은 추가적인 기후 정책이나 대기오염 정책과는 별개로 경제적 타당성을 잃고 있는 것으로 나타났다. 아무리 늦어도 2024 년이 되면 신규 태양광 건설이 균등화발전비용(LCOE) 측면에서 신규 석탄화력발전소 건설보다 저렴해질 것으로 예상되며, 2027 년이 되면 기존의 석탄화력발전소를 계속해서 운영하는 비용보다 새로운 태양광을 건설하는 비용이 평균적으로 낮아질 것으로 전망된다.

2. 운영 중인 기존 석탄화력발전소들에 대한 비용 최적화된 폐쇄 계획 수립

한국의 정책입안자들은 개별 석탄화력발전 설비의 장기한계비용(LRMC)을 근거로 하여 이들의 폐쇄 계획을 수립해야 한다. 본 보고서의 분석을 기반으로 정책입안자는 고비용 설비를 우선적으로 폐쇄하고 저비용 설비를 후순위로 폐쇄할 수 있을 것이며 이를 통해 최종 소비자가 가능한 한 가장 낮은 비용으로 전기를 공급받을 수 있도록 할 수 있다. 그 외의 다른 퇴출 방식, 특히 배출집약도 목표에 근거하여 퇴출시키는 방식은 최소비용의 결과로는 이어지지 않을 수 있기 때문에 경제성 측면에서 경쟁력에 영향을 미칠 수 있다.

3. 설비들의 계통적 가치를 파악하기 위한 분석을 수행하고 이를 폐쇄 계획에 반영

정책입안자는 먼저 설비 단위에서 ‘비용’을 기준으로 최적화된 발전소 폐쇄 계획을 수립한 후, 개별 설비의 ‘계통’적 가치까지 고려하기 위하여 계통 분석을 수행해야 할 것이다. 계통적 가치에 대한 분석은 본 보고서의 분석 범위에 포함되지 않는다. 카본트래커는 현지 파트너와 공동으로 이 분석을 수행하고 연구 결과를 일반에 공개하고자 한다.

7 결론

본 보고서는 좌초자산 가능성과 재생에너지의 상대적 경쟁력을 파악하기 위해 한국의 석탄화력발전 부문을 대상으로 경제학적 분석을 수행한 결과를 제시하고 있다. 지금까지 오랫동안 한국에서 석탄은 비용을 최소화할 수 있는 발전 방식으로 여겨져 왔다. 하지만 여러 요인들이 복합적으로 작용하여 석탄의 아성을 위협함에 따라 그러한 인식이 급속도로 뒤바뀌고 있다. 최저비용 재생에너지와의 경쟁이 심화되고 대기오염 규제와 탄소배출권 제도의 시행으로 인해 운영 비용이 증가함에 따라 석탄화력발전은 갈수록 고비용 발전 방식으로 전락하고 정책 입안자들의 눈 밖에 날 전망이다. 만약 한국이 장기적으로 석탄화력을 고수한다면 정부가 석탄화력발전 부문과 전기요금을 보조하는 방안(국가 재정 건전성에 악영향을 미치게 될 것임)과 전기요금을 인상하는 방안(소비자에게 고통을 초래하고 경쟁력을 저해하게 될 것임) 중 하나를 선택해야만 하는 상황에 봉착할 것이다. 한국의 정책입안자들은 석탄화력이 전력 계통에 부담으로 작용하는 상황이 도래했을 때 신규 투자 계획을 조속히 중단하고 폐쇄 일정을 이행할 수 있도록 석탄화력발전의 경제성을 면밀하게 주시할 필요가 있다.

8 참고 문헌

Bloomberg LP (2018). Bloomberg terminal. Unavailable without subscription.

Bloomberg News (2017). South Korea to Invest \$9.6 Billion to Cut Power Plant Pollutants. Unavailable without subscription.

Bloomberg NEF (2018). South Korea Sees Solar Subsidy-Free as Early as 2022: BNEF Q&A. Unavailable without subscription.

Bloomberg NEF (2018). South Korea Power Market Structure. Unavailable without subscription.

Bloomberg NEF (2018). Generation. Unavailable without subscription.

Carbon Tracker (2016). End of the load for coal and gas? Available: www.carbontracker.org/reports/the-end-of-the-load-for-coal-and-gas/

Carbon Tracker (2018). Understanding the operating costs of coal-fired power: US example. Available: <https://www.carbontracker.org/understanding-operating-cost-coalfired-power-us-example/>

Carbon Tracker (2018). Powering down coal: Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power. Available: <https://www.carbontracker.org/reports/coal-portal/>

CoalSwarm (2018). Global Plant Tracker July Update. Available: <https://endcoal.org/global-coal-planttracker/>

CoalSwarm, Sierra Club, and Greenpeace (2018). Boom and Bust 2018: Tracking Global Coal Plant Pipeline. Available: https://endcoal.org/wp-content/uploads/2018/03/BoomAndBust_2018_r6.pdf

CoalSwarm (2018). Global Coal Plant Tracker. Available on request.

EPA (2018). Documentation for EPA Platform v6 – Chapter 5. Available: https://www.epa.gov/sites/production/files/2018-05/documents/epa_platform_v6_documentation_-_chapter_5.pdf

ICAP (2018). Korea Emissions Trading Scheme. Available: https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems%5B%5D=47

IEA (2017). Energy Technology Perspectives (ETP) 2017. Available: <https://www.iea.org/etp/>

IEA (2017). Getting wind and sun onto the grid. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/getting-wind-and-sun-onto-the-grid.html>

IEA Clean Coal Centre (2016). Levelling the intermittency of renewables with coal. Available: <https://www.usea.org/sites/default/files/Leveling%20the%20intermittency%20of%20renewables%20with%20coal%20-%20ccc268-1.pdf>

IEEFA (2018). Korea's Clean Energy Challenge – Time for A Check Up. Available: http://ieefa.org/wpcontent/uploads/2018/09/Korea-Energy-Challenge_September2018.pdf

IEA (2016). World Energy Outlook. Available: <https://www.iea.org/weo/>

IEA (2016). Next-generation wind and solar power: From cost to value. Available: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>

KEPCO (2017). Statistics of Electric Power in Korea. Available:

<http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkccIntroEn.do?menuId=110100>

Mining Atlas (2018). Available: <https://mining-atlas.com>

Ministry of Trade, Industry and Energy (2017). Renewable Energy 3020 Implementation Plan. Available:

http://www.motie.go.kr/motiee/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=159996&bbs_cd_n=81

North America Electric Reliability Corporation (2010). 2010 Special Reliability Scenario Assessment: Resource Adequacy Impacts of Potential U.S. Environmental Regulations. Available:

https://www.nerc.com/files/EPA_Scenario_Final_v2.pdf

Platts (2018). UDI World Electric Power Plants Database. Unavailable without a subscription.

Ports.com (2018). Available: <http://ports.com/>

Powering Past Coal Alliance (2018). Press release. Available: <https://poweringpastcoal.org/news/PPCA-news/South-Chungcheong-Province-South-Korea-coal-Powering-Past-Coal-Alliance>

Prime Minister's Office et al. (2017). Fine Dust Management Comprehensive Plan. Available:

<http://www.me.go.kr/home/file/readDownloadFile.do?fileId=152146&fileSeq=1>

UN Comtrade (2018). UN comtrade database. Available: <https://comtrade.un.org/>

Wood Mackenzie (2018). GEM package. Unavailable without subscription.

9 부록 – 석탄 비용과 연료 수송 모델

석탄화력발전소 설비별로 석탄의 운송비를 계산하는 방법은 매우 다양하며, 지역 기반시설, 인건비, 원자재 가격, 이동 거리 및 운송 수단의 용량 등 여러 가지 기준에 따라 달라진다. 석탄 비용과 수송 비용은 석탄화력발전소의 비용 프로파일에 큰 영향을 미칠 수 있다. 석탄은 수입처, 광산의 위치 및 용량, 사용 가능한 운송 수단, 공급망 전체에 걸친 운송 인프라, 그리고 배송을 위한 계약 및 가격 구조에 따라 다양한 방법으로 운송될 수 있다.

연료 비용에는 석탄을 구매·수송·준비하는 과정에서 발생하는 경비가 포함된다. 생산자 석탄 비용의 경우 우드 맥킨지(Wood Mackenzie)와 블룸버그 LP의 FOB¹⁹ 벤치마크 가격지수(Benchmark Price Indices)를 적용했다. 2018년 추정치의 경우 월간 혹은 일간 평균을 기준으로 삼았으며 2019년 이후로는 2014~2017년 연평균을 적용했다. 또한, 연료 비용에는 석탄 수송을 반영한 모델이 포함된다. 이 모델은 비용 최적화 공급 경로 알고리즘으로서 설비의 위치와 가장 근접한 적합한 석탄 광산 간의 거리를 계산하고 석탄 유형, 수송 방식, 관련 비용 및 요금, 가용한 항구, 광산, 수입 용량을 고려한다.

국내 수요를 충족시킬 수 있는 발전용 석탄 자원이 풍부한 지역의 경우, 일반적으로 발전소들은 수입 의존 지역에 비해 석탄 수송에 대한 비용을 덜 지불한다. 석탄 자원이 국내 발전 수요를 충족시킬 만큼 충분한 국가들과 수입에 전적으로 의존하는 국가들 외에 일부 지역의 경우에는 석탄 품질, 채광 및 운송 인프라의 가용성 및 주요 교통 요충지의 위치에 따라 석탄 조달이 복잡한 양상을 보이기도 한다.

국제 석탄 잔여량과 공급 루트는 서로 다른 발전용 석탄 제품의 국가간 및 지역간 교역량을 반영하기 위해 통합되었다. 이러한 노드는 각 지역별 거리 최적화 알고리즘에 포함된다. 비용 최적화 알고리즘에 대한 입력값은 다음과 같다:

- 국제 석탄 잔여량: 이 모델은 국가 통계나 신뢰할 수 있는 국제 에너지 데이터원을 사용하여 각국의 발전용 석탄 잔여량을 석탄 등급별로 반영한다. 연구결과들을 뒷받침하기 위해 국가 및/또는 지역 간 석탄 교역 경로에 대한 평가가 이루어지며, 이는 다음과 같은 세 가지 유형으로 나뉜다:
 - 수입에 의존하는 경우: 주요 수출지역에 대해 우드 맥킨지의 석탄 제품 수출가격 지수 사용.
 - 국내 석탄을 소비하는 경우: 우드 맥킨지의 석탄 제품 국내가격 지수 사용.
 - 국내 및 수입 석탄 소비를 겸하는 경우: 수입/국내산(석탄 제품당) 분리 통합후, 제품별 수출 가중치와 국내산 가격 사용.
- 석탄물류 인프라 : 해당되는 경우, 다양한 지역의 수출입 터미널의 위치를 해상운송에 통합한다. 해당되는 경우, 횡단철도 운송도 포함된다.
- 운송비 : 선박화물, 철도, 트럭 화물의 경우 1톤·킬로미터(tkm) 단위로 비용추정이 사용된다. 경로는 인터모달(intermodal) 혹은 다중모달(multimodal) 운송 루트 중 하나를 사용하여 최적화된다. 예를 들어, 러시아에서는 철도의 석탄 수송 한계비용이 거리만 놓고 보면 \$0.01/tkm 미만에서 \$0.07/tkm 까지 차이가 날 수 있다. 우리는 철도 및 도로화물의 가격을 \$0.02/tkm 로 통일하고, 해상 화물에 대해서는 \$0.002/tkm 를 가정한다.

¹⁹ Free on-board (FOB) price. FOB is usually indicated at the port of origin. It means that the buyer will pay for transportation to the destination port and assume the risks in transit. For more information, refer to <https://webstore.iea.org/medium-term-coal-market-report-2013>

- 거리 - 필요한 경우, 수출입 터미널을 고려하여 공급 지점(탄광 또는 항구)과 납품 지점(발전소) 사이의 거리가 계산된다.

Disclaimer

Carbon Tracker is a non-profit company set up to produce new thinking on climate risk. The organisation is funded by a range of European and American foundations. Carbon Tracker is not an investment adviser, and makes no representation regarding the advisability of investing in any particular company or investment fund or other vehicle. A decision to invest in any such investment fund or other entity should not be made in reliance on any of the statements set forth in this publication. While the organisations have obtained information believed to be reliable, they shall not be liable for any claims or losses of any nature in connection with information contained in this document, including but not limited to, lost profits or punitive or consequential damages. The information used to compile this report has been collected from a number of sources in the public domain and from Carbon Tracker licensors. Some of its content may be proprietary and belong to Carbon Tracker or its licensors. The information contained in this research report does not constitute an offer to sell securities or the solicitation of an offer to buy, or recommendation for investment in, any securities within any jurisdiction. The information is not intended as financial advice. This research report provides general information only. The information and opinions constitute a judgment as at the date indicated and are subject to change without notice. The information may therefore not be accurate or current. The information and opinions contained in this report have been compiled or arrived at from sources believed to be reliable and in good faith, but no representation or warranty, express or implied, is made by Carbon Tracker as to their accuracy, completeness or correctness and Carbon Tracker does also not warrant that the information is up-to-date.

To know more please visit:

www.carbontracker.org

@carbonbubble