



自然エネルギー財団  
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

# 韓国エネルギー政策

自然エネルギーの目標低く、原子力と火力に依存

2023年11月



## **執筆担当者**

ロマン・ジスラー 自然エネルギー財団 上級研究員

## **編集担当者**

石田雅也 自然エネルギー財団 シニアマネージャー

## **免責事項**

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害について一切の責任を負うものではありません。

## **公益財団法人 自然エネルギー財団とは**

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義(ソフトバンクグループ代表)を設立者・会長として2011年8月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

## **英語版**

South Korea: Low Renewable Energy Ambitions Result in High Nuclear and Fossil Power Dependencies

Copyright © 2023 Renewable Energy Institute

# 目次

はじめに.....	4
第 1 章: 自然エネルギーで出遅れる政策.....	5
1. 進捗の遅さ.....	5
2. 意欲の欠如.....	6
3. 克服すべき課題.....	10
第 2 章: 自然エネルギーの拡大策.....	15
1. RPS(自然エネルギー利用割合基準).....	15
2. 太陽光発電の入札と FIT.....	16
3. 電力ネットワーク.....	18
4. エネルギー購入企業.....	21
第 3 章: 原子力と火力に依存し続ける問題.....	23
1. 安全性の問題で揺れる原子力発電.....	23
2. 炭素依存リスクを高める石炭火力とガス火力.....	28
おわりに.....	32
補足 A: REC(自然エネルギー証書).....	33
補足 B: 自然エネルギーの調達方法.....	36

## はじめに

韓国は経済大国であり(国民総生産で世界 11 位)<sup>1</sup>、エネルギー消費大国でもある(1 次エネルギー消費量で同 8 位)<sup>2</sup>。これまで経済の発展は化石燃料の輸入に支えられてきた(2022 年の 1 次エネルギーに占める比率 83%)<sup>3</sup>。しかし世界全体で進行中のエネルギー安全保障と環境危機、加えて韓国が目指す 2050 年のカーボンニュートラルの目標達成を考えると、同じ道を進むわけにはいかない。

他国と同様に、韓国のエネルギーシステムの脱炭素は電力の脱炭素から始まる。熱需要や運輸部門と比べて、化石燃料の代替手段が経済的にも技術的にも整っているからである。

韓国は原子力と自然エネルギーを中心に電力の脱炭素化を進めている。原子力発電では世界のリーダーの地位を確立する一方、自然エネルギーを飛躍的に拡大させることには成功していない。実際のところ 2022 年の時点で、原子力は国内の総発電電力量の 29.6%を占めるのに対して、自然エネルギー(新エネルギーを含む)はわずか 8.9%にとどまっている<sup>4</sup>。

韓国政府は 2023 年 1 月に、隔年で策定する「長期電力需給基本計画(第 10 次)」を公表した<sup>5</sup>。自然エネルギーの比率を 2030 年までに 21%、2036 年までに 30.6%へ引き上げる計画だが、野心的とは言えない。

目標は野心的ではないが、自然エネルギーを支援する政策には RPS(自然エネルギー利用割合基準)や REC(自然エネルギー証書)など、見るべきものがある。さらにサムスン電子やヒョンデなど大手の企業が電力を自然エネルギー100%で調達することを宣言しており、積極的な取り組みも始まっている。

しかしながら韓国政府が自然エネルギーに対する野心的な計画を打ち出さないことで、問題の多い原子力発電と火力発電への依存状態を長引かせてしまうことになる。この問題の懸念は大きい。

本レポートでは韓国の電力部門における最近の主な動向に関する情報を日本の関係者に提供する。日本と韓国は地理的に近く、類似点も多いことから、興味深いケーススタディになる。とりわけ両国間の外交関係が改善している現状では、なおさらである。

## 第 1 章: 自然エネルギーで出遅れる政策

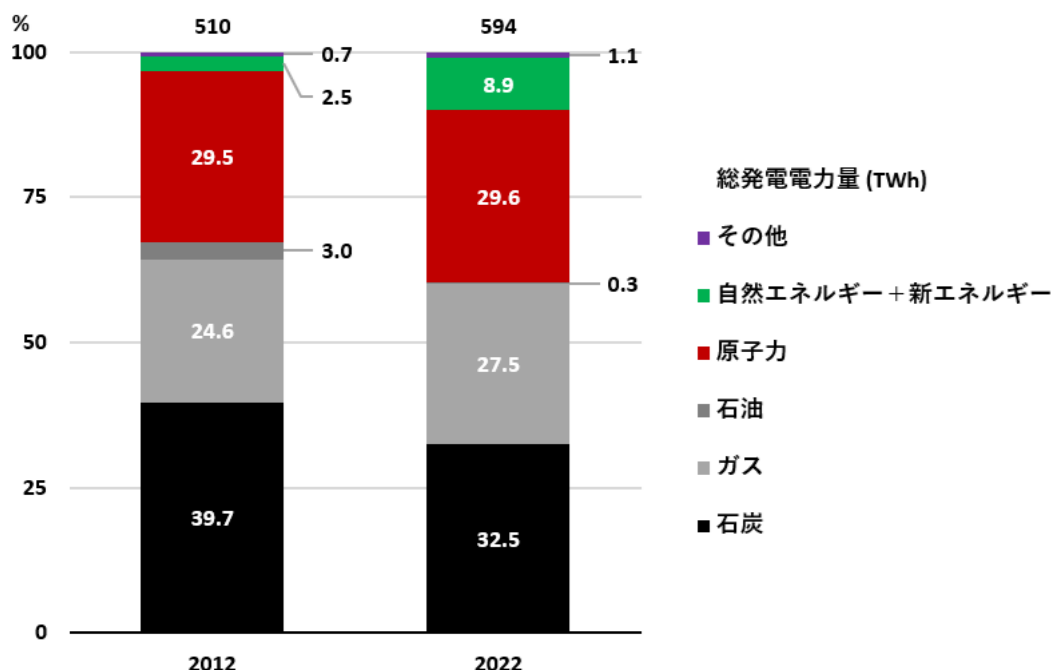
韓国では 2012 年から 2022 年までの 10 年間で、太陽光発電の設備容量を 20GW(ギガワット=100 万キロワット)以上も拡大したにもかかわらず、自然エネルギー(新エネルギーを含む)の電力の比率は 8.9%に過ぎない。この比率を現政府は 2030 年に 21.6%、2036 年に 30.6%まで上昇させる計画である。

しかし他の先進国と比べると不十分だ。自然エネルギーの出遅れを取り戻すためには、もっと野心的な計画を取り入れる必要がある。韓国には 4 つの大きな課題がある。第 1 に不利な自然条件、第 2 に高い発電コスト、第 3 に補助金による安い電気料金、第 4 に地域社会の反対。これらの課題を克服するための解決策が求められる。

### 1. 進捗の遅さ

韓国の発電電力量に占める自然エネルギー+新エネルギーの比率は、2012 年の 2.5%から 2022 年に 8.9%へ上昇した(図 1)。OECD(経済協力開発機構)に加盟する他の国々が同じ期間に 21.1%から 32.7%へ拡大させたのと比べると、低い伸びである<sup>6</sup>。

図 1: 韓国の電源構成(発電電力量ベース)



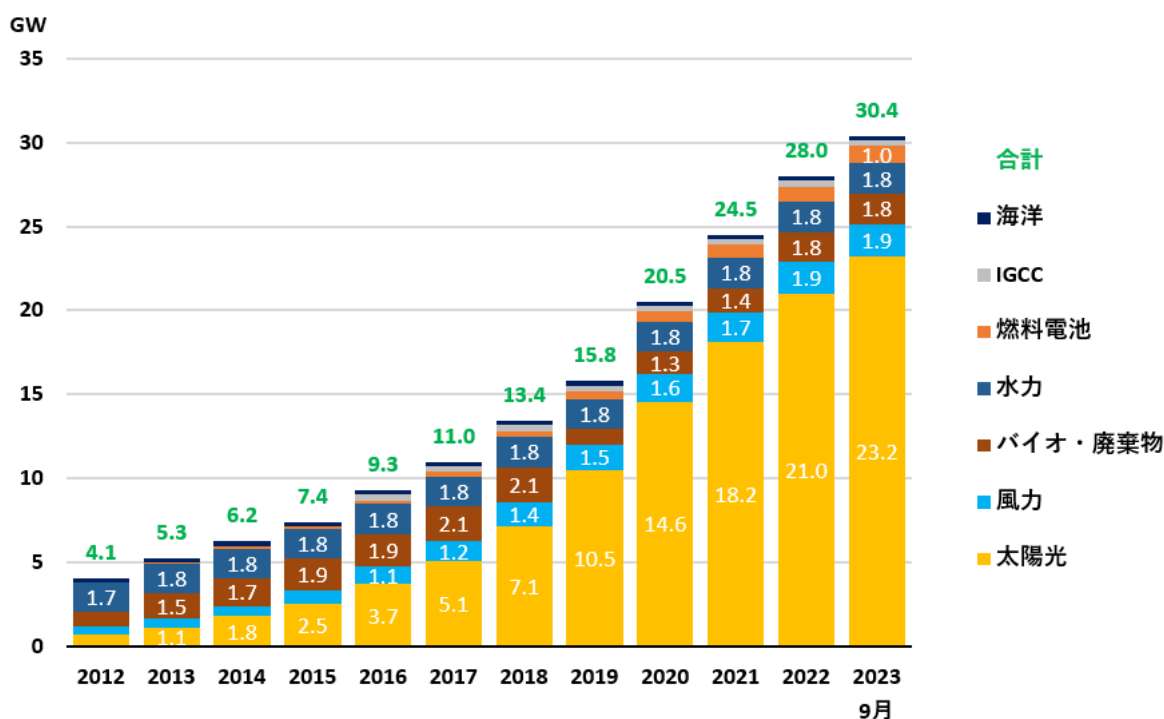
注: 自然エネルギー+新エネルギーにはバイオエネルギー、自然エネルギー由来の廃棄物、水力、海洋、太陽光、風力のほか、新エネルギーとして燃料電池とIGCC(石炭ガス化複合発電)を含む。その他には揚水発電と種別不明を含む。

出典: Korea Electric Power Corporation, [The Monthly Report on Major Electric Power Statistics – June 2023](#) (August 2023) [韓国語]

韓国の自然エネルギーによる発電設備の拡大は主に太陽光によるものである。2012年の時点で発電方法別に見た自然エネルギーの導入量は、いずれも1GW程度だった。2023年9月までに太陽光だけが23GWに増加する一方、他の自然エネルギーは2GW以下にとどまっている(図2)。

このほかに韓国では、燃料の化学エネルギーを利用して発電する燃料電池(通常は化石燃料由来のグレイ水素を改質)、石炭をガス化して蒸気タービンで発電するIGCC(石炭ガス化複合発電、Integrated coal Gasification Combined Cycle)を「新エネルギー」として、自然エネルギーと同じ分類(renewable)に区分して目標を設定している。ただし燃料電池とIGCCの導入量は小さく、2023年9月の時点で1.0GWと0.3GWである。本レポートでは、両者を区分して表記した場合を除いて、自然エネルギーに新エネルギーを含む。

図2: 韓国の自然エネルギー+新エネルギーの導入容量(累積)



注: 累積容量が1GW以下の種別は表示していない。

出典: Electric Power Statistics Information System, [Generation Capacity: By Fuel](#) (2023年10月2日時点)

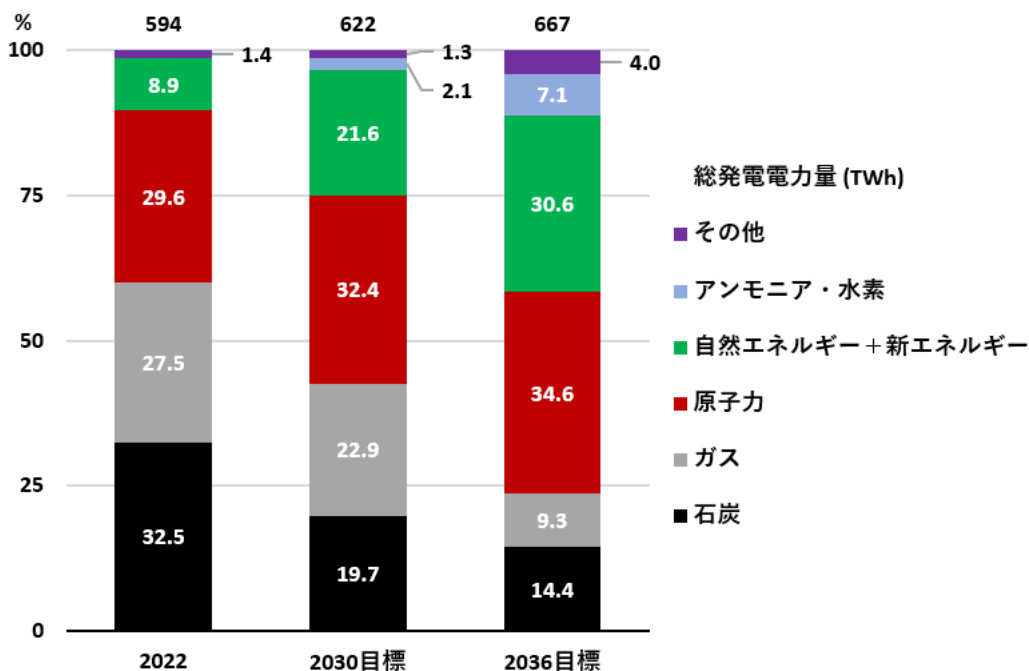
## 2. 意欲の欠如

2023年1月に発表した「長期電力需給基本計画(第10次)」では、2022年から2036年までの期間を対象にしているが、自然エネルギーの拡大は控えめだ。

国全体の電源構成に占める自然エネルギー+新エネルギーの比率を2030年に21.6%へ、2036年に30.6%へ引き上げることを目標にしている(図3)。他の先進国に追いつくためには消極的で不十分な目標である。日本も自然エネルギーの導入に関して先進的ではないが、2030年度(2030年4月~2031年3月)に36~38%を目指している。韓国の計画は自然エネルギーの遅れを挽回できるものになっていない。



図 3: 韓国の電源構成の目標(発電電力量ベース)



注: 自然エネルギー+新エネルギーにはバイオエネルギー、自然エネルギー由来の廃棄物、水力、海洋、太陽光、風力のほか、新エネルギーとして燃料電池とIGCC(石炭ガス化複合発電)を含む。その他には揚水発電と種別不明を含む。

出典: 2022年は Korea Electric Power Corporation, [The Monthly Report on Major Electric Power Statistics – June 2023](#) (2023年8月) [韓国語]、2030年と2036年の目標は South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand – 10<sup>th</sup> edition](#) (2023年1月) [韓国語]

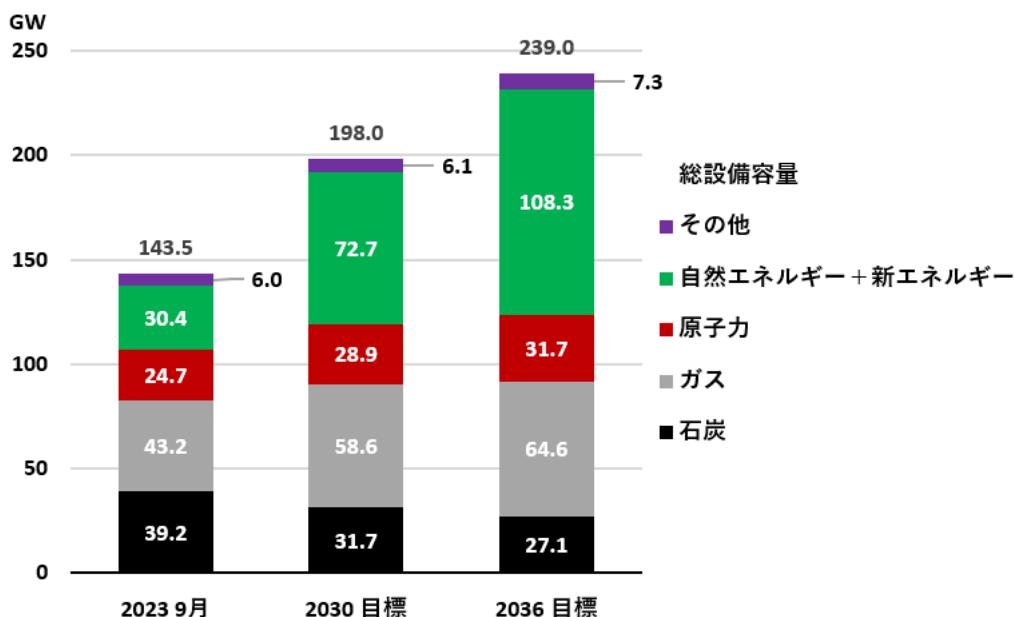
2030年に21.6%の目標は、韓国政府が2021年に公約したNDC(国が決定する貢献、Nationally Determined Contribution)で設定した2030年の自然エネルギー+新エネルギーの電力の比率30.2%を大幅に下回っている。2020年に発表した第9次の計画(2020~2034年)では2030年に20.8%の目標を設定していたので、それよりは少し高くなった<sup>7</sup>。

韓国政府は電力部門によるGHG(温室効果ガス、Greenhouse Gas)の排出をNDCに合わせて削減するために、自然エネルギーの電力が不足する分を主に原子力発電の電力を増やして対応する計画である。第10次の計画では、2030年の原子力発電の比率を23.9%から32.4%へ引き上げた<sup>8</sup>。

自然エネルギーの目標が低いため、韓国政府は原子力に加えて石炭火力とガス火力に大きく依存することになる。原子力と火力の動向については、第3章の「原子力と火力に依存し続ける問題」で詳しく見ていく。

長期電力需給基本計画は電源構成の目標のほかに、電源ごとの累積設備容量の目標も設定している。自然エネルギー+新エネルギーの設備容量は2023年9月時点の約30GWから2030年に73GW、2036年に108GWへ拡大する計画である(図4)。それでも2036年の時点で国全体の設備容量の半分以上を火力発電(主にガスと石炭)と原子力が占める見込みだ。

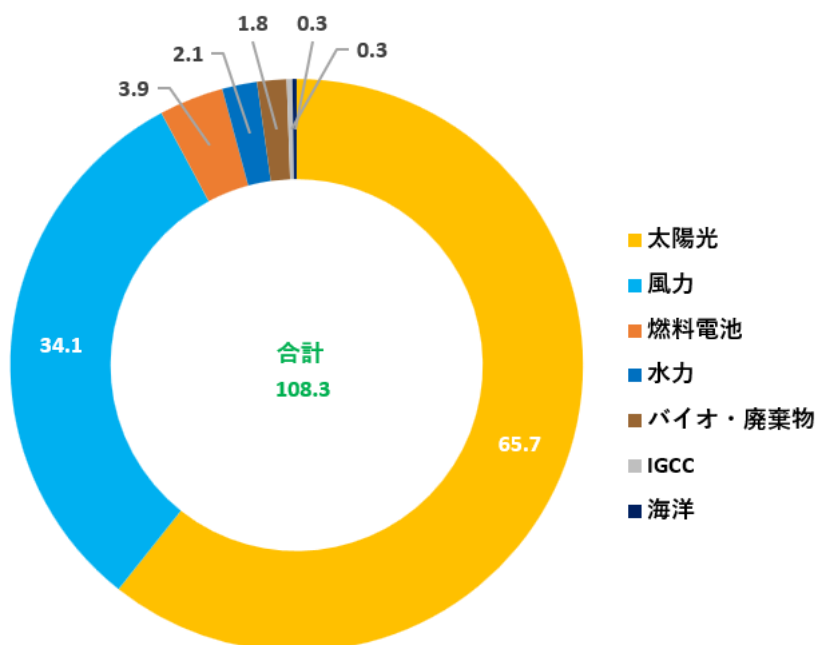
図 4: 韓国の累積発電設備容量の実績と目標



注: 自然エネルギー+新エネルギーにはバイオエネルギー、自然エネルギー由来の廃棄物、水力、海洋、太陽光、風力のほか、新エネルギーとして燃料電池とIGCC(石炭ガス化複合発電)を含む。その他には揚水発電と種別不明を含む。  
 出典: 2023年9月は Electric Power Statistics Information System, [Generation Capacity: By Fuel](#) (2023年10月2日時点) [韓国語]、2030年と2036年の目標は South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand – 10<sup>th</sup> edition](#) (2023年1月) [韓国語]

同計画では自然エネルギー+新エネルギーの累積設備容量の内訳も示している。2036年には太陽光と風力が92%を占める見通しである(図5)。そのほかの自然エネルギーが果たす役割は小さい。

図 5: 韓国の自然エネルギー+新エネルギーによる累積設備容量(2036年、単位:GW)



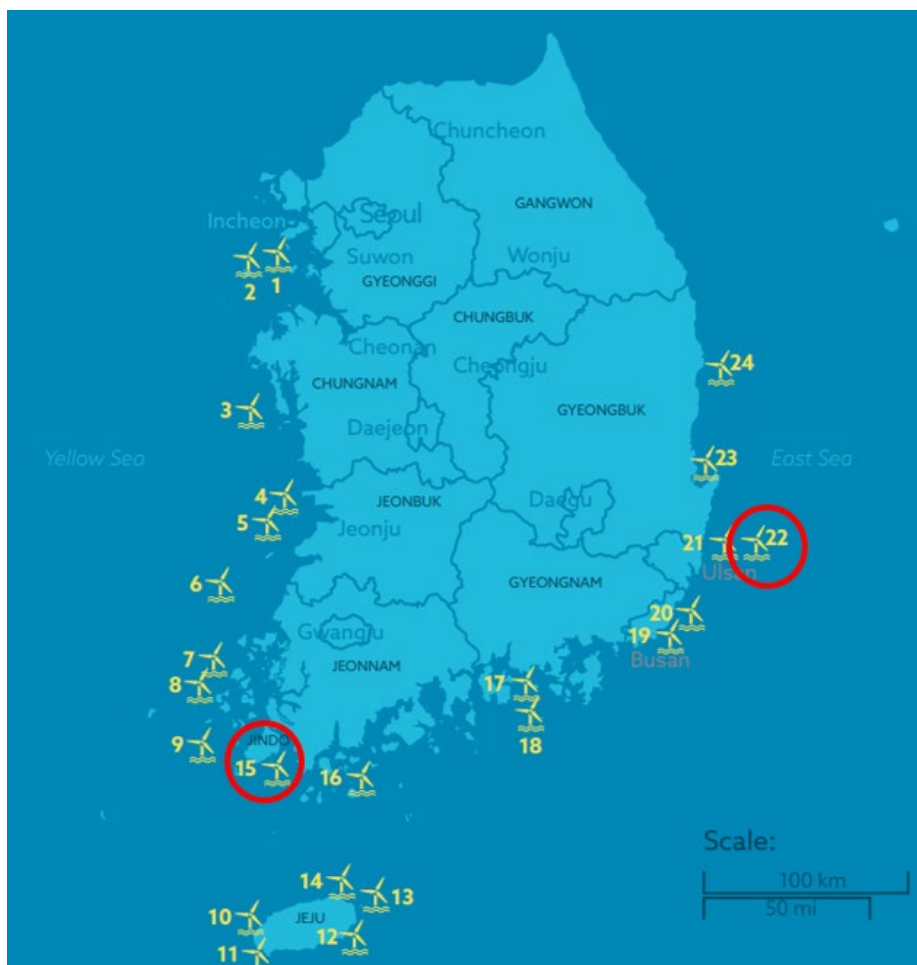
出典: South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand – 10<sup>th</sup> edition](#) (2023年1月) [韓国語]



風力に関しては 2030 年の目標を陸上と洋上に分けて設定している。陸上は 5GW、洋上は 14.3GW である<sup>9</sup>。洋上風力の目標は日本の 2030 年度の目標 5.7GW と比べて 2.5 倍だ。

2022 年末の時点では、韓国の洋上風力の設備容量はわずか 0.1GW しかない<sup>10</sup>。しかし開発プロジェクトが 24 カ所で進行していて、合計すると 20GW を超える。特に大規模なプロジェクトは、8.2GW の「韓国政府プロジェクト」と 6.1GW の「ウルサン洋上風力プロジェクト」である(前者は図 6 の 15、後者は 22)。

図 6: 韓国の洋上風力プロジェクト



注: 赤い丸は自然エネルギー財団が追加

出典: Source: Orrick, [Global Offshore Wind Report: A Jurisdiction by Jurisdiction Update and Outlook 2022/2023](#) (2022 年 12 月)

特に韓国の南側の洋上は風力発電に適している。平均風速(高さ 80 メートルの位置)は 7メートル/秒を超えていて、陸からの距離も 10キロメートル程度と短い場所で建設できる。水深は 5~30 メートルの場所が多く、着床式が可能である<sup>11</sup>。

韓国政府プロジェクト(8.2GW)は前大統領のムン・ジェイン政権が推進したプロジェクトで、現大統領のユン・ソンニョル政権に引き継がれている。国営電力会社の韓国電力(Korea Electric Power Corporation、略称:KEPCO)が事業主体である<sup>12</sup>。南西部の洋上で 3 段階に分けて開発する計画だ。4.1GW を 2020 年から 2025 年に、2.1GW を 2022 年から 2027 年に、2GW を 2024 年から 2030 年に建設する。すべてに着床式を採用する予定である。

ウルサン洋上風力プロジェクトはウルサン市が推進している。前市長のソン・チョルホ氏が支援したが、現市長のキム・ドゥギョム氏は反対している。国内と海外（エクイノール、シエルなど）の企業が共同で進めるプロジェクトである<sup>13</sup>。場所は南東部の洋上で、2030年に運転開始を予定している。水深が50メートルを超えていて、浮体式で建設する必要がある。自治体の承認が必要だが、現市長が反対しているために開発が遅れる可能性がある<sup>14</sup>。

2030年の洋上風力の目標を達成するためには、この2つの主要なプロジェクトの開発を円滑に進めることが重要だ。

### 3. 克服すべき課題

韓国で自然エネルギーを拡大するためには、克服しなくてはならない課題が4つある。第1に不利な自然条件、第2に高い発電コスト、第3に補助金による安い電気料金、第4に地域の反対である。自然エネルギーの可能性を最大限に生かして、政府の低い目標を上回るためには、それぞれの課題に適切な対策をとることが不可欠だ。

#### ●不利な自然条件

日本と同様に韓国は自然条件の制約により、他の国と比べて太陽光発電と風力発電を導入するうえで課題が多い。

国の面積は10万平方メートルと狭く、日本の約4分の1である。人口は5200万人にのぼる<sup>15</sup>。人口密度は1平方キロメートルあたり500人を超えて、OECD加盟国の中では最も高い<sup>16</sup>。

さらに国土の70%が丘陵・山岳地域で、平地はソウル、プサン、インチョンなどの大都市が占めている<sup>17</sup>。太陽光パネルを設置する適地は限られていて、森林破壊につながるような建設計画が実行されたケースもある。

洋上風力は場所によって水深が深いため（特に東部）、そのような場所では浮体式で建設する必要がある。浮体式は着床式と比べて未成熟で、コストも高くなる。

韓国産業通商資源部（Ministry of Trade, Industry and Energy）と韓国エネルギー公団（Korea Energy Agency）の予測によれば、技術的な制約と国の現実的な支援策をもとに、コスト競争力のある開発を前提にした場合、太陽光発電は年間に495TWh（テラワット時＝10億キロワット時）、洋上風力発電は119TWhのポテンシャルがある<sup>18</sup>。両方を合わせると614TWhになり、2036年の韓国全体の想定発電電力量の92%に相当する。

このように十分なポテンシャルがあり、ただ活用するうえで他国よりも課題が多いだけである。自然条件の制約があるからといって、意欲的な計画を推進できない理由にはならない。韓国政府は不利な自然条件を克服するために、自然エネルギーの推進策に着手している。

さまざまなタイプの発電方法をカバーする仕組みがあり、設置条件や燃料、設備の規模などをもとに支援策を提供する。太陽光発電を例にとると、地上、屋上、水上、森林などの条件によってインセンティブが異なる。風力発電でも陸上、海岸に近い洋上（干潟や防潮堤など）、沿岸部の洋上、それぞれでインセンティブに差をつける。

このような方法は有効ではあるが、もっと簡潔にしたほうが効率的になるとも考えられる。小規模な太陽光発電の FIT(固定価格買取制度)については、継続の問題も生じている。2018年7月に5年間のプログラムで開始し、当初の予定を延長しないまま終了することになった<sup>19</sup>。

自然エネルギーの導入拡大に向けた複雑なインセンティブに関しては、第2章の「2. 太陽光発電の入札とFIT」および「補足 A: REC(自然エネルギー証書)」で解説する。

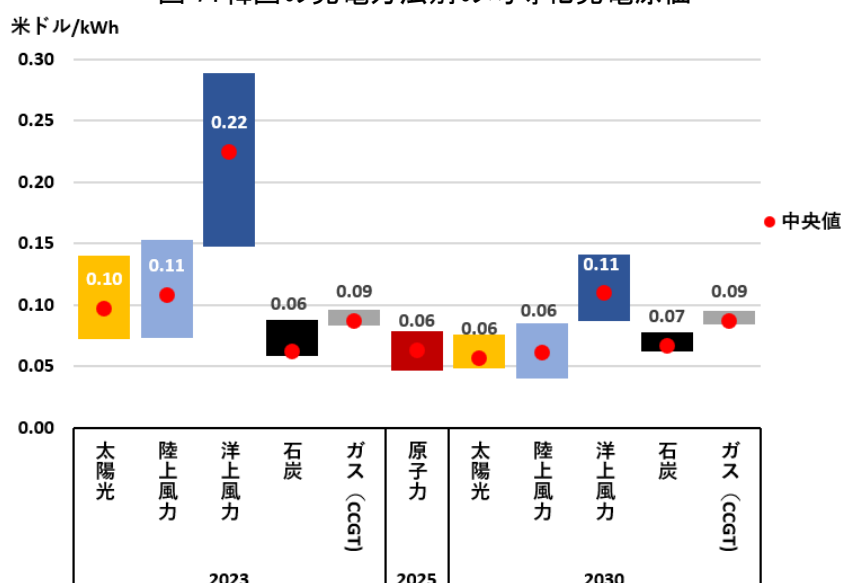
## ●高い発電コスト

韓国で太陽光や陸上・洋上風力を新設する場合の LCOE(均等化発電原価、Levelized Cost Of Electricity)は 世界で最も高い水準にある。日本を含む多くの国と違って、新設の自然エネルギーの電力は最も安価ではない。

自然エネルギーの発電コストを低減するうえで、障壁になっている主な要因は2つある。発電設備を建設する認可の手続き、そして系統接続できるまでの期間が長すぎることだ。人為的に発電コストを増やす結果になっている。

BloombergNEF によれば、この2つの問題を近年のうちに解決することは可能で、新設の太陽光、陸上・洋上風力の LCOE を大幅に削減できる見通しだ。新設の原子力発電や火力発電と比べてコスト競争力を持つようになる(図7)。

図7: 韓国の発電方法別の均等化発電原価



注: 発電方法の下に記載した数字は原子力を除いて建設開始年、原子力は運転開始年

出典: 原子力を除いて BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity 2023 H1 (2023年6月) [要購読]、

原子力は International Energy Agency, [Projected Costs of Generating Electricity 2020](#) (2020年12月)

ただし図 7 では、原子力以外は BloombergNEF による建設開始年の LCOE であるのに対して、原子力は国際エネルギー機関による運転開始年の LCOE である点に注意が必要だ。韓国では太陽光発電の建設に 1 年、陸上・洋上風力発電の建設に 2 年、石炭火力発電の建設に 4 年、コンバインドサイクルガスタービン(CCGT)発電の建設に 3 年を見込む。

原子力発電のコストには建設、燃料、運転維持、廃炉、廃棄物処理を含んでいる。設備利用率は 85%を想定していて、韓国における過去の実績値に基づいている(第 3 章「原子力と火力に依存し続ける問題」を参照)。韓国と同様に新設の原子力発電の建設を続けている中国でも LCOE は同じくらいの水準にある<sup>20</sup>。

韓国では現在のところ、自然エネルギーの発電コストは相対的に高いが、将来のコスト低下をふまえて経済性を認識することが重要だ。政府は電力の消費者に対して、そのような前向きなメッセージを発信すべきである。

## ●小売電気料金の補助

韓国では 1999 年に電力システムの改革に着手した。2001 年には、韓国電力の発電部門を 6 つの 100%子会社に再編した。韓国東西発電(Korea East-West Power)、韓国水力原子力発電(Korea Hydro & Nuclear Power)、韓国中部発電(Korea Midland Power)、韓国南東発電(Korea South-East Power)、韓国南部発電(Korea Southern Power)、韓国西部発電(Korea Western Power)である。2023 年 9 月の時点で、6 社の合計で国全体の設備容量の 58%を占める。独立系の発電事業者の参入が認められている<sup>21</sup>。

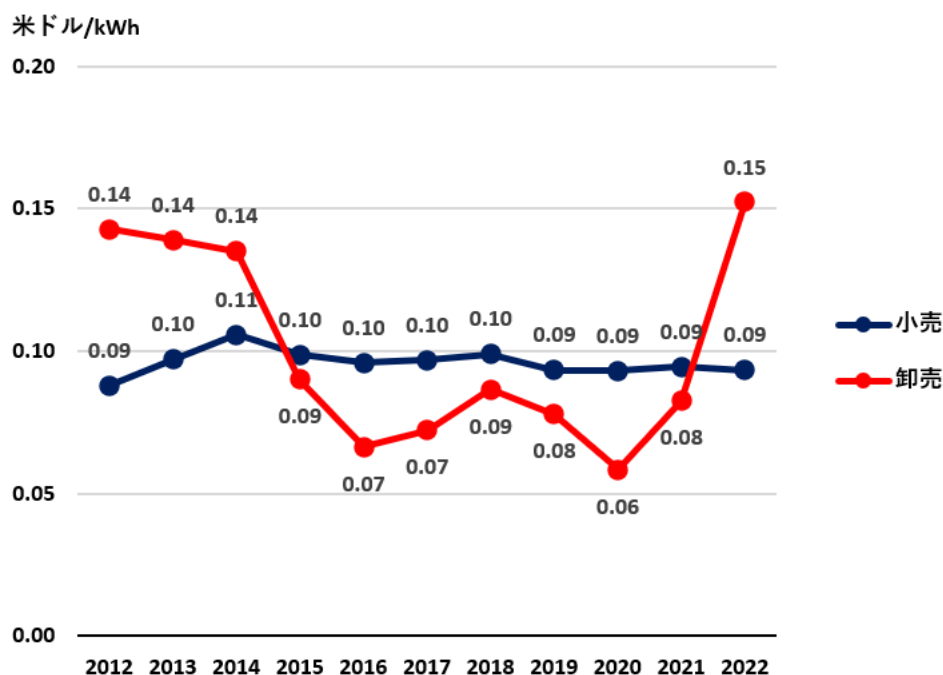
韓国電力は送配電と小売の独占事業体として現在も残る。送電設備の所有者として管理責任を負う一方、韓国電力取引所(Korea Power Exchange)が独立系の送電事業者の役割を担っている。

発電事業の競争が制限されていて、小売事業が独占状態にあるため、新規参入者が新しいビジネスモデルで電力市場に参入することはむずかしい状況だ。この状況は自然エネルギーの拡大にも影響を及ぼす。自然エネルギーの投資は新規参入者が実行するケースが多く、一方で既存の電力会社は既得権益と既存資産を守ることを重視するからである。

電力システムの改革が不十分で、韓国電力は現在も電力分野の中心的な役割を担っている。さらに韓国電力は国営であるため、政府は小売電気料金を含めてエネルギー政策を直接実行しやすい。小売電気料金は政府が決定し、補助が組み込まれている。

韓国では小売電気料金が卸売価格よりも低いことが珍しくない(図 8)。これは理屈に合わないことである。小売電気料金には本来、電力取引における発電コストを反映した卸売価格のほか、送配電と小売供給のコストが含まれるからだ。

図 8: 韓国の小売と卸売の電気料金の推移



出典: 卸売料金は Electric Power Statistics Information System, [Electricity Market: Weighted Average SMP](#) (2023 年 8 月 21 日時点)、小売料金は Korea Electric Power Corporation, [The Monthly Report on Major Electric Power Statistics – June 2023](#) (2023 年 8 月) [韓国語]

小売電気料金の補助によって、自然エネルギーの拡大を遅らせる 2 つの要因が生じる。

第 1 に、エネルギー転換の主要な技術である小規模な太陽光発電がソケット・パリテイ (LCOE が小売電気料金と同等以下の状態) に到達しにくくなってしまふ。小規模な太陽光発電に投資して電力を自家消費することが、電力を購入するよりも安いかが、経済的な競争力の点で決定的な要因になる。韓国では政府の料金規制によって、消費者の選択がゆがめられている。

第 2 に、小売電気料金を意図的に低い水準に維持する結果として、韓国電力の財務状況をひどく弱体化させることになる。エネルギー転換には自然エネルギーと送電インフラに莫大な投資が必要だ。韓国電力が経済的に不安定で投資を進めることができなければ、電力部門のエネルギー転換は滞ってしまう。2022 年末の時点で、韓国電力は 1490 億米ドルにのぼる重い負債を抱えている<sup>22</sup>。

このように小売電気料金に補助を与えることは、持続可能な対策ではない。韓国政府は勇気を持って価格政策を見直すべきである。

韓国政府は最近になって小売電気料金の引き上げに同意した。2023 年の上期の価格は 1kWh(キロワット時)あたり 0.11 米ドルになり、2022 年と比べて 21%上昇した<sup>23</sup>。ようやく正しい方向に進み始めたが、依然として小売価格が卸売価格を下回っている。2023 年 1 月から 6 月までの卸売価格の月間平均は 0.11~0.20 米ドル/kWh の範囲で推移した<sup>24</sup>。

## ●社会の反対

ライフサイクル GHG 排出量が少ない自然エネルギーの電力は、脱炭素の観点で本質的にクリーンである。原子力発電のように、有害で管理が困難な使用済み核燃料や放射性廃棄物を生み出さない。環境面で明確に優れているにもかかわらず、自然エネルギーは社会の反対を受けることがしばしばある。

大規模な太陽光発電や陸上風力発電は、景観に与える影響から地方で批判を受けることが多い。森林を切り崩して太陽光発電プロジェクトを実施すれば、住民の反発を受けるのも当然である。漁業従事者は数多くの洋上風力発電プロジェクトが漁場で始まることに懸念を示す。

一方で自然エネルギーの発電設備が電力の需要地から離れている場合には、新たに送電インフラを構築する必要がある。これも反対を受ける可能性がある。

社会から反対を受けると、自然エネルギーの開発プロジェクトは遅延する可能性があり、最悪の場合には中止のリスクがある。重大な問題については適正に対処することが重要だ。韓国では十分な認識のもと、必要な対策が進められているが、今後さらに広げていく必要がある。

たとえば地上に設置する太陽光発電の代替手段を支援するために、韓国政府は地域の反対が少ない水上設置と屋上設置の太陽光発電に高いインセンティブを与えている。これに対して森林地域の太陽光発電プロジェクトは低いインセンティブを受ける(補足 A:「自然エネルギー証書(REC)」を参照)。

加えて小規模の太陽光発電を対象にした FIT では、地域の参画を促すために、特定の所有者についてはプロジェクトの設備容量の上限を引き上げた。国に登録した農業従事者、漁業従事者、畜産事業者、協同組合の場合には、通常の上限である 30kW の代わりに 100kW まで認めた<sup>25</sup>(第 2 章の「2. 太陽光発電の入札と FIT」を参照)。

風力発電に関しては状況が複雑なため、明確な対策は立てられていない。洋上風力の推進においては、政府主導の開発だけを認める法案が出されている<sup>26</sup>。

電力システムのインフラに関しては、新規の送電設備を地下に敷設するように、との要求が地域住民から政府に提出された。場所を選定するプロセスにおいても、住民が早期に関与することを求めている<sup>27</sup>。

## 第 2 章: 自然エネルギーの拡大策

韓国の自然エネルギーの目標達成は RPS(自然エネルギー利用割合基準、Renewable Portfolio Standard)に依存する部分が多い。この基準では REC(自然エネルギー証書、Renewable Energy Certificates)が重要な役割を果たす。REC は発電事業者の収入源になり、各種の発電技術を促進する手段にもなっている。

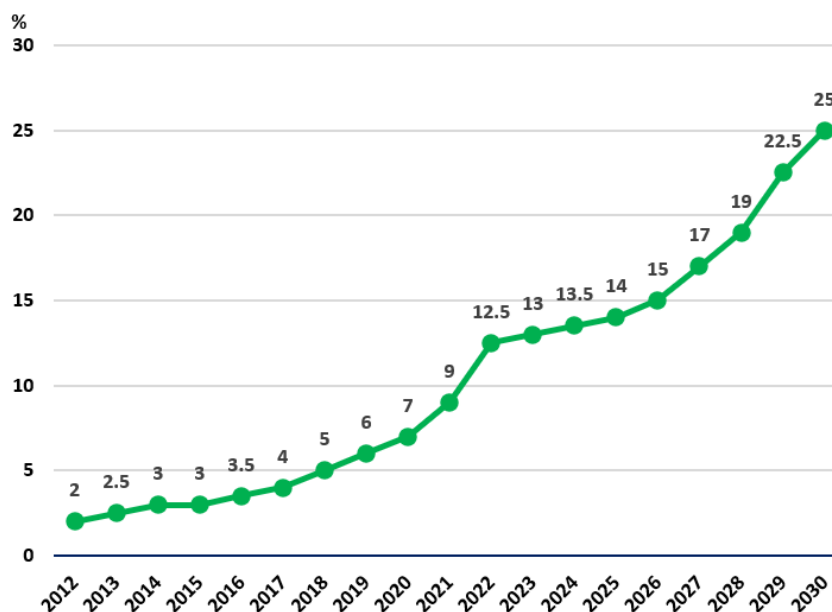
近年では太陽光発電に対する入札と小規模な太陽光発電に対する FIT が自然エネルギーの拡大に貢献した。さらに自然エネルギーを電力ネットワークに組み込むために、需給バランスを維持するための蓄電池の導入や、洋上風力発電の電力を需要地に送るための電力システムの拡大を推進している。

先進的な企業の取り組みも韓国の自然エネルギーの飛躍に重要な役割を果たしている。自然エネルギーの調達方法として、グリーン電力メニュー(Green Tariffs)の人気が高まっている。

### 1. RPS(自然エネルギー利用割合基準)

韓国が 2030 年に自然エネルギーの電力の比率を 21.6%に高めるための中心の政策が RPS である。2012 年に開始した制度で、設備容量の合計が 500MW(メガワット=1000 キロワット)以上の発電事業者を対象に、自然エネルギーの電力の比率を 2030 年までに 25%に増やすことを義務づけた(図 9)<sup>28</sup>。RPS の対象になる発電事業者は 25 社で、2021 年の国全体の発電電力量の 72%を占めている。

図 9: 韓国の RPS の水準



出典: Korea Trade-Investment Promotion Agency, [Recent Trends on the Renewable Industry and Policy in Korea – May 3, 2023](#)



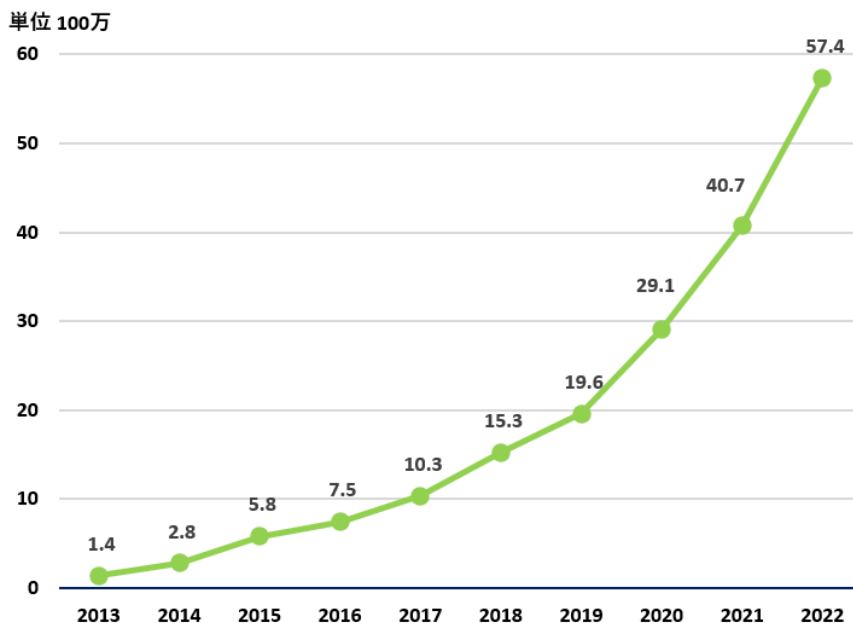
前政権は 2021 年 4 月に、自然エネルギーを拡大するために、2022 年の RPS の水準を当初の 10%から 12.5%に引き上げた<sup>29</sup>。

RPS の基準を満たす方法は、自然エネルギーの発電電力量を増やすか、REC を購入するか、どちらかになる。基準を満たせなかった場合には、REC の平均取引価格の 1.5 倍を課徴金として支払わなくてはならない<sup>30</sup>。

REC は自然エネルギーの電力 1MWh(メガワット時=1000 キロワット時)の発電に対して発行するもので、取引可能な商品である。発電事業者の収入源になるほか、各種の発電方法に異なる重みを付けて、より望ましい発電方法を促進する有効な手段にもなっている(補足 A:「REC(自然エネルギー証書)を参照」)。

RPS による自然エネルギーの電力の拡大によって、REC の取引量は 2013 年の 140 万(1.4TWh 相当)から 2022 年には 5740 万(57.4TWh 相当)へ大幅に増加した(図 10)。2022 年の REC の取引量は、国全体の発電電力量の 9.6%に相当する。

図 10: 韓国の REC 取引量



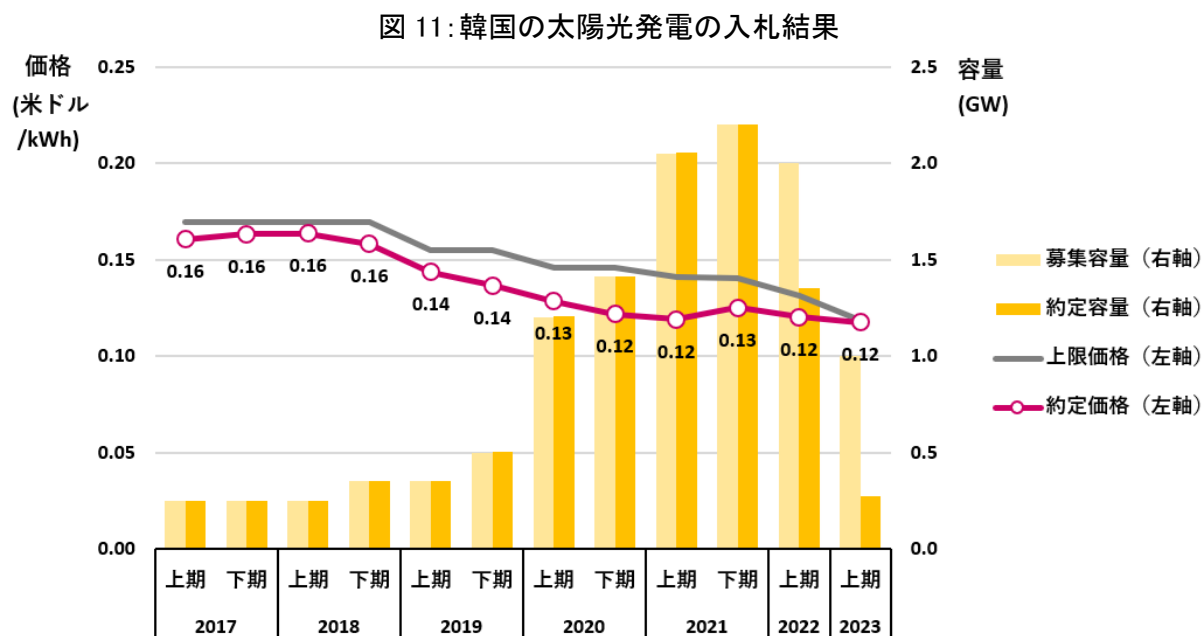
出典: Source: Korea Power Exchange, [Electricity Market Statistics 2022](#) (2023 年 7 月) [韓国語]

## 2. 太陽光発電の入札と FIT

発電事業者が安定した収益を得られる施策として、太陽光発電の入札が 2017 年に、小規模な太陽光発電を対象にした FIT が 2018 年に始まった。いずれも 20 年間の長期固定価格による契約である。2022 年には風力発電の入札も開始した。

## ●入札で太陽光発電の拡大に拍車

近年の韓国で太陽光発電の成長をもたらした最大の要因は、長期固定価格契約による入札である。2017 年上期から 2023 年上期まで、合計 12 回の入札で 11.8GW の募集に対して 10.5GW を約定した。その間に契約価格は 0.16 米ドル/kWh から 0.12 米ドル/kWh に低下した(図 11)。



出典: Korea RE100 Alliance, [Solar PV Auctions](#) (2023 年 8 月 24 日時点) [韓国語]

第 1 回から第 10 回の入札では、募集容量の全量を約定した。第 11 回と第 12 回(2022 年上期と 2023 年上期)の入札では、合計 3GW の募集容量に対して約定したのは 1.6GW だった。発電事業者にとっては、電力と REC を市場で売却したほうが、より多くの利益を得られるためである。化石燃料の価格高騰による卸売価格の上昇によるもので、少なくとも短期的には経済合理性がある。

第 11 回と第 12 回の入札の約定価格は 0.12 米ドル/kWh で、上限価格を少しだけ下回る水準だった。一方で中規模の地上設置型の太陽光発電プロジェクト(設備容量:100kW ~3MW、証書の重み:1)を例にとると、電力と REC を市場で売却した場合、2022 年の月間の収入は 0.14~0.22 米ドル/kWh で推移した。

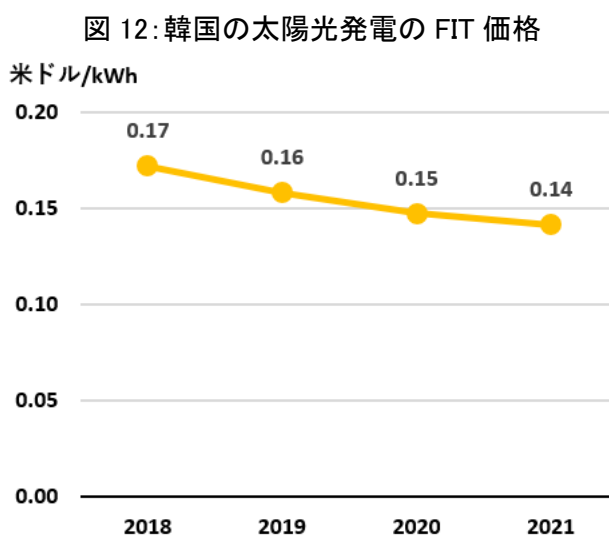
風力発電の最初の入札では、550MW の容量を上限価格 0.13 米ドル/kWh で募集した<sup>31</sup>。16 件の応募があり、容量を合計すると 712MW(99MW の洋上風力 1 件を含む)に達した。しかし審査によって 8 件だけを約定して、合計容量は 374MW にとどまった。政府は詳細について公表していない。

## ●有効だった小規模太陽光発電の FIT

韓国政府は 2018 年 7 月に小規模な太陽光発電を対象に FIT を開始したが、当初の予定どおり 5 年間で終了することを決めた<sup>32</sup>。太陽光発電プロジェクトにおいて補助金の利用に関する不正（違法の融資実行、違法の補助金支給、不正な入札など）が発生したことが大きな理由になっている<sup>33</sup>。このような行為は許されるものではないが、FIT の中止によって小規模な太陽光発電の開発が不確実な状況になってしまうのは残念である。

FIT を実施しているあいだ、20 年間の長期固定価格契約によって小規模な太陽光発電（出力 30kW 未満、あるいは所有者が国に登録した農業従事者、漁業従事者、畜産事業者、協同組合であれば出力 100kW 未満）の投資を促進してきた。2023 年 3 月の時点で FIT の認定を受けた小規模な太陽光発電の設備容量は 3.9GW に達した<sup>34</sup>。

太陽光発電のコスト低下に伴って、FIT の契約価格は 2018 年の 0.17 米ドル/kWh から 2021 年に 0.14 米ドル/kWh(2022 年と 2023 年のデータは不明)に低下した(図 12)。



出典: South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [The Amount of Support for the Korean FIT is Flexible Depending on the Average Successful Bid Price of Competitive Bidding and System Marginal Price](#) (2021 年 10 月) [韓国語]

## 3. 電力ネットワーク

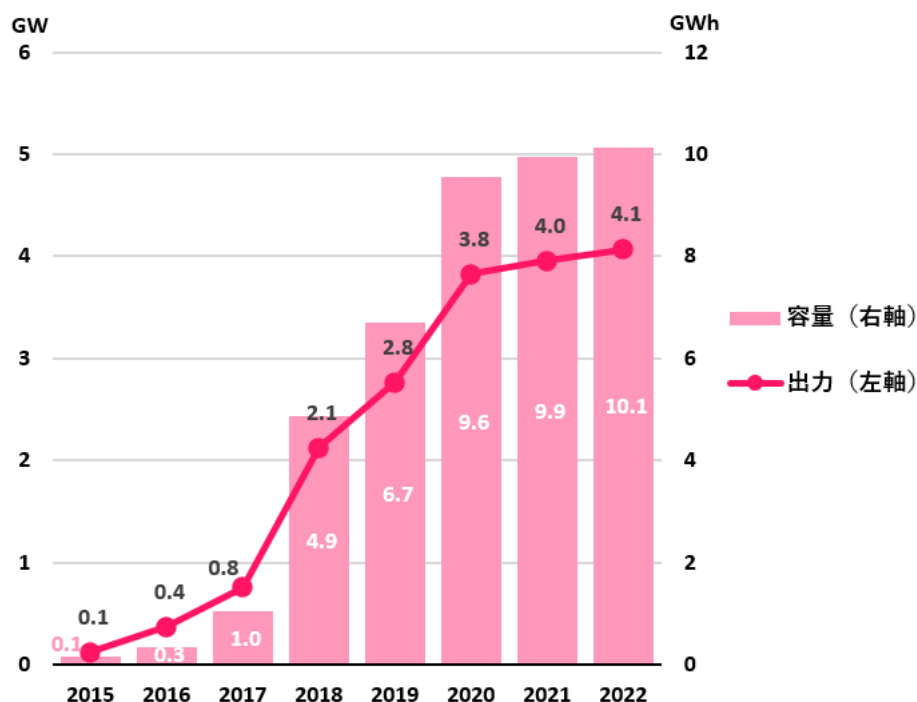
韓国では自然エネルギーを電力ネットワークに統合する手段として、主に 2 つの方法をとっている。蓄電池の導入と国内電力網の拡充である。韓国の電力系統は国内に限られていて、他国と接続していない。韓国本土とチェジュ島のあいだは海底ケーブルによる 2 系統の高圧直流送電(HVDC)で連系している。

現時点で出力抑制が大きな問題になっているのはチェジュ島である<sup>35</sup>。火力発電を柔軟に運転できないために、風力発電が出力抑制の対象になっている<sup>36</sup>。出力抑制に対する経済的な補償はない<sup>37</sup>。

## ●蓄電池が需給バランスの維持に貢献

韓国は蓄電池の導入量で世界をリードしている。2022 年の累積導入量は出力で 4.1GW、容量で 10.1GWh に達している(図 13)。これに対して日本では出力 2.7GW、容量 6.4GWh である。

図 13: 韓国の蓄電池の累積導入量



注: 容量は充電可能な最大値、出力は即時に放電可能な能力

出典: BloombergNEF, Energy Storage Market Outlook 2023 H1: Ambitious Targets, Ambiguous Outlook (2023 年 3 月)  
[要購読]

特に 2018 年から 2020 年にかけて、韓国では蓄電池が急速に拡大した。この 3 年間は太陽光発電と風力発電を蓄電池と組み合わせた場合に、REC の重みを高く設定したためだ。たとえば太陽光と蓄電池の組み合わせでは重みが 5、風力と蓄電池では重みが 4.5 (2020 年 7 月に両方とも 4 に変更)だった<sup>38</sup>。

この政策は火災事故の発生によって中止された。事故の原因は蓄電池の保護システム、運転管理、設置などが不適切だったことによる<sup>39</sup>。

一時的な停滞はあるものの、韓国政府は蓄電池を大幅に拡大する方針を続けている。「長期電力需給基本計画」において、2023 年から 2036 年までのあいだに 24.5GW(出力)/127.3GWh(容量)の蓄電能力(揚水発電を除く)を導入する目標を掲げた<sup>40</sup>。このうち 20.85 GW/124.97 GWh は持続時間が長いシステム(最長で数時間)で、出力抑制の減少や負荷の平準化に利用できる。残りの 3.66 GW/2.29 GWh は、周波数の制御に利用する持続時間が短いシステム(最長 30 分程度)である。

韓国政府による蓄電池の促進策は、自然エネルギーを国内の電力ネットワークに統合することだけが目的ではない。太陽光発電と風力発電を中心に世界中で脱炭素の流れが進む中で、付加価値の高い産業として輸出の可能性が大いに見込める<sup>41</sup>。国内の市場は輸出に向けた蓄電池技術の実証にも役立つ。

## ●システムの拡充で洋上風力の電力を需要地に送る

韓国電力は2023年5月に、「長期送電変電計画」を発表した<sup>42</sup>。政府の「長期電力需給基本計画」に従って策定されたため、同様に2023年から2036年までを対象にしている。国内の送電システムの拡充、新設の発電設備の統合強化などに関する情報を含んでいる。

特に重点を置いているのは、高圧直流送電線の新規開発だ。韓国政府プロジェクトなど複数の洋上風力プロジェクトが集まる西海岸で発電した電力を、首都ソウルがある北西部の需要集積地まで送ることが目的である<sup>43</sup>。実現時期は確定していないが、長期送電変電計画が2023年から2036年までを対象にしていることから、今後10～15年以内を実現するものと考えられる。

韓国電力の長期送電変電計画では、新しい高圧直流送電線を示す地図を掲載していない。参考までに、国際エネルギー機関が作成した地図に送電線の位置を加えた(図14)。

図14:韓国の送電系統と新しい高圧直流送電線



注:赤い矢印(高圧直流送電線)と青い円(需要集積地)は自然エネルギー財団が追加  
 出典:International Energy Agency, [Korea Energy Policy Review 2020](#) (2020年11月)

#### 4. エネルギー購入企業

韓国の企業は世界の主要な産業のサプライチェーンにおいて重要な役割を担っている<sup>44</sup>。各国に広がる顧客から、サプライチェーンの脱炭素を推進する要求がますます強くなってきた。脱炭素に意欲的に取り組んでいる国際的なブランドの代表例が Apple だ。Apple は韓国の半導体メーカーの製品を大量に採用している。

もし韓国の企業が自然エネルギーの電力を十分に調達できないと、米国や欧州などの主要な市場において競争力の低下を避けられなくなる<sup>45</sup>。韓国の将来の経済発展を危うくする重大なリスクである。

このような背景から、先進的な企業が新たな取り組みを始めている。韓国の国内で事業を運営する 200 社以上の企業が GHG 排出削減目標を設定した<sup>46</sup>。さらに約 30 社の韓国企業と韓国に事業拠点がある約 120 社の海外企業が国際イニシアティブの RE100 に加盟して、事業で使用する電力を 2050 年までに自然エネルギー100%で調達することを約束している。サムスン電子 (Samsung Electronics) やヒョンデ (Hyundai Motor) が代表例だ。

先進企業の取り組みによって、韓国における自然エネルギーの電力消費量は今後増加していく。政府の野心的でない自然エネルギーの目標を考えると、自然エネルギーの拡大を加速させるうえで、企業の取り組みは極めて重要になる。

現在のところ自然エネルギーの調達市場は売り手市場になっていて、購入企業は需要を満たすうえで 2 つの課題に直面している<sup>47</sup>。第 1 に、自然エネルギーの拡大が遅れていて電力量が限られるため、RPS を課せられている発電事業者と電力の購入企業のあいだで競争状態が起きている。第 2 に、自然エネルギーのコストが高く、REC のインセンティブによって価格が高騰している。企業がインセンティブに見合う価格以上で購入しなければ、発電事業者は自然エネルギーの電力を企業に直接販売したがる。

この状況は購入企業にとって悩ましい問題だ。韓国政府は迅速な課題解決に向けて、より意欲的な自然エネルギーの目標を設定して、自然エネルギーの電力をより安く入手できるように対応すべきである。

韓国で自然エネルギーの電力を調達する方法は 4 通りある。グリーン電力メニュー (Green Tariffs)、REC、自家発電、コーポレート PPA (電力購入契約、Power Purchase Agreement) である。それぞれの調達方法には、複雑さ、コスト、追加性 (自然エネルギーを追加することによる気候変動抑制効果) の点で一長一短がある (表 1 および補足 B「自然エネルギーの調達方法」を参照)。

- グリーン電力メニューと REC は単純な調達方法、コーポレート PPA は最も複雑。
- グリーン電力メニューと自家発電は最も安価な調達方法、REC とコーポレート PPA は最も高価 (図 15)。
- 自家発電とコーポレート PPA は追加性の高い調達方法、グリーン電力メニューは追加性が低い。

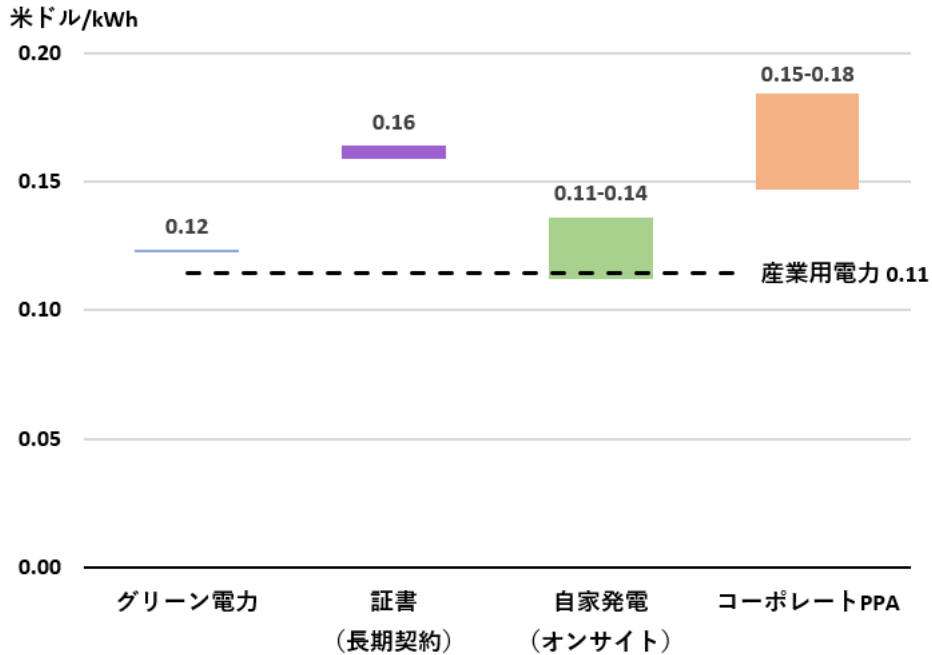


表 1: 韓国の自然エネルギー電力の調達方法の特性

調達方法	複雑さ	コスト	追加性
グリーン電力メニュー	低	低	低
REC	低	高	中
自家発電	中	低	高
コーポレート PPA	高	高	高

注: 購入企業にとって、緑色が望ましく、赤色が望ましくない。

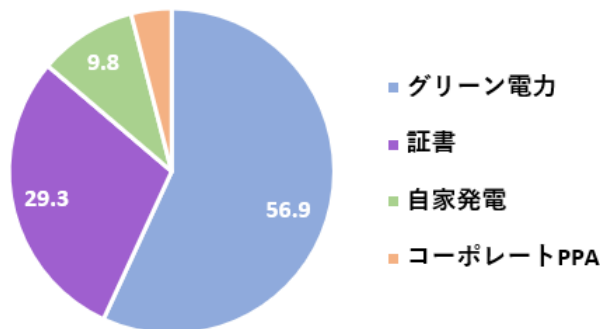
図 1: 韓国の自然エネルギー電力の調達方法別のコスト



出典: BloombergNEF, Korea Clean Power Procurement 101: Growing Demand, Limited Supply (2023 年 7 月) [要購読]

以上のような特性から、グリーン電力メニューが最も人気の高い調達手段になっている。2022 年 12 月時点の自然エネルギー電力の調達契約のうち 56.9%を占めている(図 16)。次いで REC が 29.3%、自家発電が 9.8%、コーポレート PPA は 4.0%である。

図 16: 韓国の調達方法別に見た自然エネルギー電力契約の割合(2022 年 12 月)



注: 調達量の合計は非公表

出典: BloombergNEF, Korea Clean Power Procurement 101: Growing Demand, Limited Supply (2023 年 7 月) [要購読]



## 第3章:原子力と火力に依存し続ける問題

自然エネルギーの目標を野心的に設定しないために、韓国政府は今後も原子力発電と火力発電に依存し続けることになる。これまで原子力発電は低コストで原子炉を導入するという戦略によって成功してきたが、社会の関心と呼ぶ3つの大きな課題に直面している。新設の原子炉の建設地、安全性の問題、そして使用済み核燃料の貯蔵量の拡大である。

その一方で、石炭火力発電とガス火力発電は今後も運転を続けながら、一部の発電所では石炭とアンモニアの混焼やガスと水素の混焼へ移行する予定だ。どちらの混焼技術も未成熟である。炭素に依存し続けるリスクが高く、アンモニアと水素の色(エネルギー源の種類)を特定しないで使用すれば、リスクはさらに高まる。むしろ国の排出権取引システムを強化すべきである。

### 1. 安全性の問題で揺れる原子力発電

韓国は25基の原子炉(設備容量24.7GW)を運転する世界のリーダーの1つで、2022年の国全体の発電電力量の29.6%を供給している。

韓国の原子力発電産業は他国と比べて短期間に安価なコストで原子炉を建設してきた。しかも高い設備利用率で運転してきた実績がある。この2つの利点で原子力発電は他の発電方法よりも経済的な競争力を発揮している。

しかしながら原子力に特有の安全面のリスクによって社会的な問題が持ち上がっている。過去10年間に、国民の信頼を揺るがす安全面の問題がいくつか起こった。原子力発電に対する不信感に加えて、使用済み核燃料と放射性廃棄物の処分に関する未解決の問題から、前政権は2017年に原子力発電のフェーズアウト(段階的廃止)を決定した。現政権が2022年にフェーズアウトを撤回したが、国民の信頼性を取り戻したわけではない。

#### ●低コストの原子炉の戦略

韓国の原子力発電産業は当初から、他国の技術を生かして有利に開発を進めることができた。1970~1980年代に、カナダのCANDU 6、フランスのFrance CPI、米国のWH 60とWH F、といった実績がある原子炉を輸入した。国内向けに最適化した独自の原子炉OPR-1000を開発する前に、他国の経験から学ぶことができた。OPR-1000は韓国の標準的な設計となり、1990~2000年代に12基の原子炉を相次いで建設することに貢献した。

原子力発電を効率的に推進するための戦略として、1カ所に2基ずつ建設する方法を採用している。さらに既設の原子炉と同じ場所に2基を新設していく方法により、避難計画などの関連コストを節約でき、制御室を統合することも可能にした。特殊な機器や労働者を同じ場所に常駐させることで物流面も円滑になる。以上が韓国で原子炉を短期間に安価に建設できた要因である。

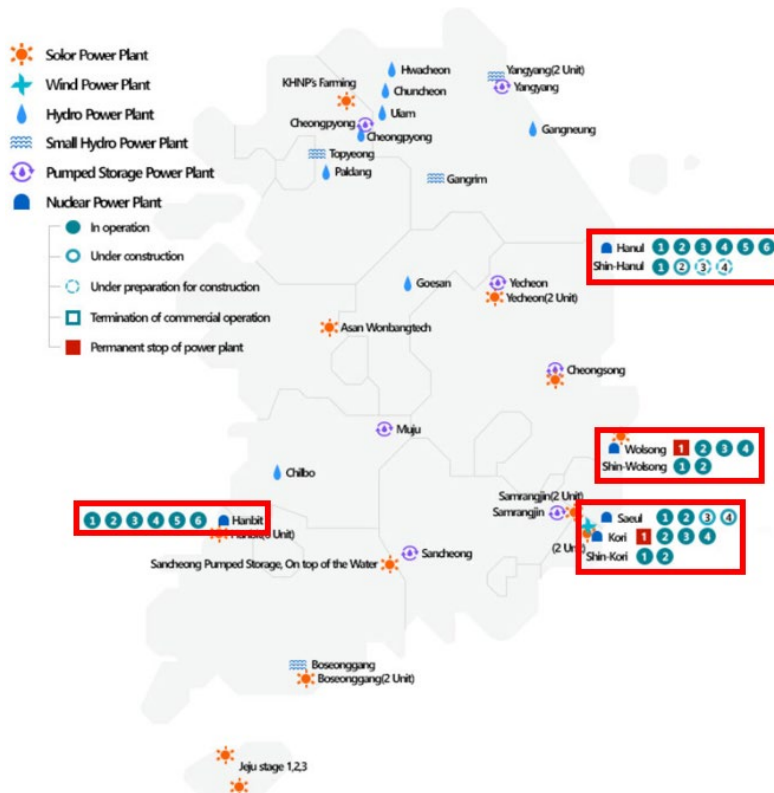
しかし、この方法には欠点がある。事故が発生した時に被害を封じ込めることがむずかしくなり、安全面のリスクが増加する。2011年3月に福島第一原子力発電所の事故が発生した時に、この問題が指摘された。もう1つの欠点は、複数ある大規模な原子力発電所が急に運転を停止した場合に、電力システムの運用に重大な影響を及ぼすことである(同様の問題は大規模な石炭火力発電所やガス火力発電所にも当てはまる)。

場所を集約する戦略的な建設方法は韓国のすべての原子炉で採用している。運転中の原子炉だけではなく、建設中の3基と廃止済みの2基も同様で、すべての原子炉が4カ所に分散している。東海岸のキジャン郡/ウルサン(原子炉は Kori-1~4、Shin-Kori-1~2、Saeul-1~4)、キョンジュ市(Wolsong-1~4、Shin-Wolsong-1~2)、ウルジン郡(Hanul-1~6、Shin-Hanul-1~2)、西海岸のヨングアン郡(Hanbit-1~6)である(図17)<sup>48</sup>。

このような建設方法を続ける重要な理由がもう1つある。新たな場所に原子炉を建設することに対して、社会の反対があるからだ。例を挙げると、韓国の東部にあるサムチョク市とヨンドク郡が2012年に原子力発電所の建設地に指定されたが、地域の住民が強く反対したために2018年にプロジェクトは中止になった<sup>49</sup>。

既存の原子力発電所で原子炉を拡大し続けることは困難であり、新しい場所を見つけることができなければ原子力発電の可能性は限られる。この問題を認識して、政府は既設の原子炉の運転期間延長を促進している。とはいえ一時的な解決策に過ぎない。しかも韓国の原子力発電産業には40年を超えて原子炉を運転した経験はない。

図17: 韓国水力原子力発電が運転する発電所(原子力は赤い四角内、2023年6月30日時点)

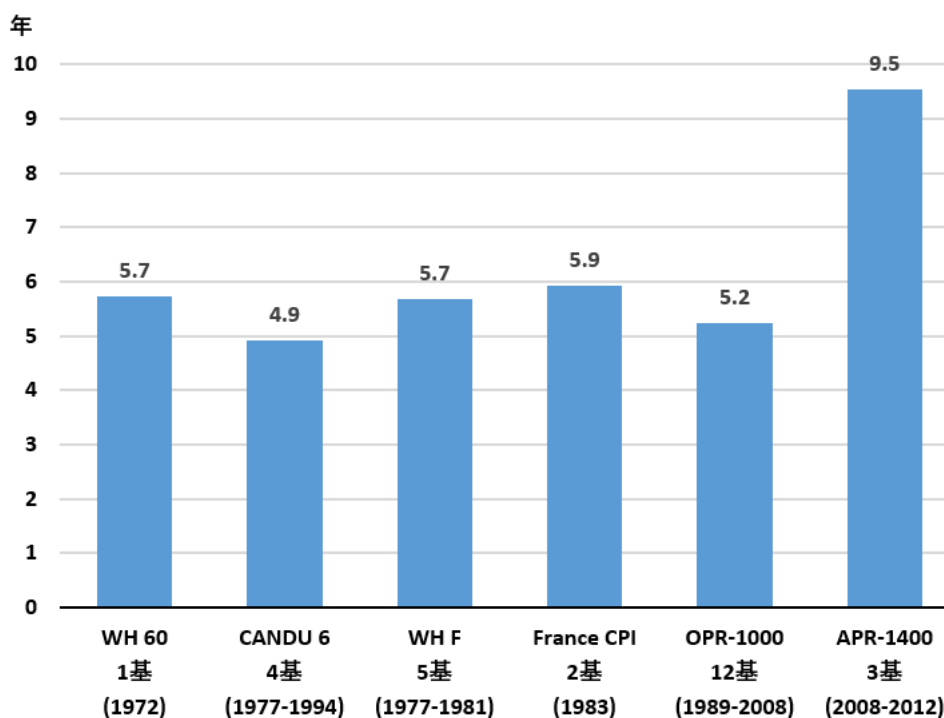


注: 赤い四角は自然エネルギー財団が追加。KoriとShin-Koriはキジャン郡、Saeulはウルサンにあるが、地理的に近接しているため(1.5キロメートル未満)、同じ場所とみなした(上図の右下の赤い四角)。

出典: Source: Korea Hydro & Nuclear Power, [Overview: Power Generation Facilities](#) (2023年8月31日時点の情報)

韓国では OPR-1000 の後継である APR-1400 を除くと、平均して約 5～6 年で原子炉を建設してきた(図 18)。APR-1400 は OPR-1000 の進化形で、安全性を強化し、出力を増強(1000MW から 1400MW へ)、理論上の運転期間を延長した(40 年から 60 年へ)<sup>50</sup>。ただし安全性に関する対策は限定的と考えられる。炉心溶融が発生した時に原子炉の溶融材料を封じ込めるためのコアキャッチャーがなく、原子炉の建屋も二重殻構造ではなくて一重殻構造である<sup>51</sup>。

図 18: 韓国の原子炉の平均建設期間(設計別)



注: カッコ内は最初の原子炉と最後の原子炉の建設開始年

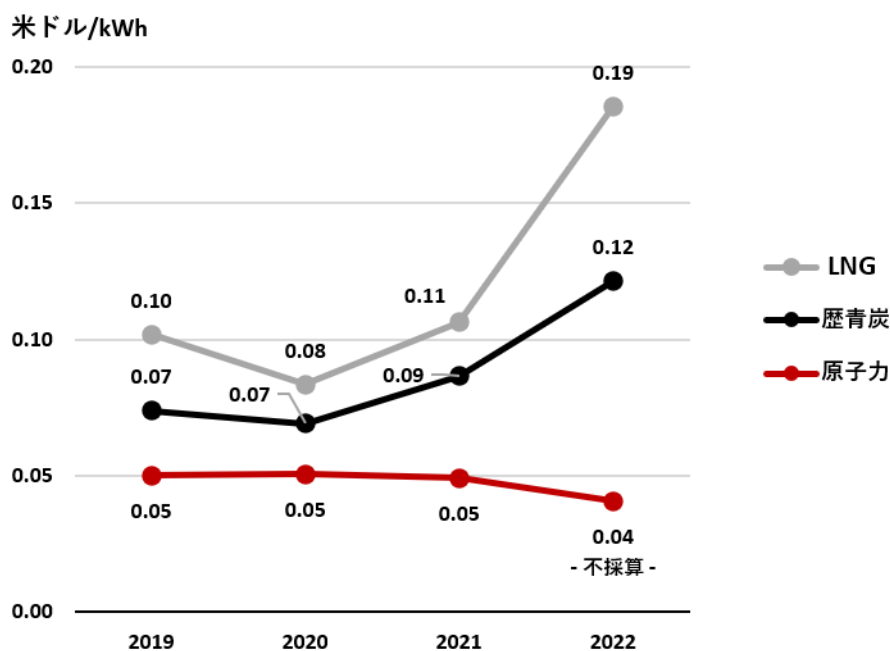
出典: International Atomic Energy Agency, [Power Reactor Information System: South Korea – updated August 29, 2023](#) (2023 年 8 月 30 日時点の情報)

標準化したシンプルな設計で建設期間を短縮したことにより、韓国の原子炉の建設コストは安価に収まった。OPR-1000 の建設コストは 2000～2600 米ドル/kW である<sup>52</sup>。APR-1400 の最初の 2 基(Saeul-1～2、2016 年と 2019 年に運転開始)は 2900 米ドル/kW 前後だった<sup>53</sup>。これは他国の最も新しい開発プロジェクトであるフランスの Flamanville-3 と米国の Vogtle-3～4 と比べて、少なくとも 3.5～4.5 倍も安価である。

韓国の原子力発電産業のもう 1 つの成果は、ほぼすべてのタイプの原子炉を高い設備利用率で運転していることだ。韓国初の商用原子炉である Kori-1(WH 60 採用)を除いて、運転開始からの平均設備利用率は約 82～87%に達している<sup>54</sup>。

安価な建設コストと高い設備利用率によって、原子力発電は現在のところ韓国で最も競争力のある発電方法である。主要な発電方法である瀝青炭と LNG(液化天然ガス)による火力発電よりも経済性の点で明らかに競争力がある(図 19)。

図 19: 韓国の原子力、瀝青炭、LNG による電力の約定価格



注: 2022 年の原子力の約定価格 0.04 米ドル/kWh は発電コストよりも低く、発電事業者の韓国水力原子力発電は損失を被った。

出典: Electric Power Statistics Information System, [Electricity Market: Unit Cost by Fuel](#) (2023 年 8 月 30 日時点)

原子力発電と火力発電は卸売価格ではなく、発電に必要な固定費と変動費を含めて約定価格を個別に設定する方法をとる。約定価格は発電事業者が提出するコストのデータをもとに、総合コスト評価委員会(Generation Cost Assessment Committee)が月ごとに検証して決定する。

韓国の電力市場では、韓国電力が唯一の購入者である。約定価格が低いほど、韓国電力の調達コストも低くなる。2022 年には原子力発電の約定価格が 0.04 米ドル/kWh に引き下げられた。財政的に弱体化した韓国電力が可能な限り安く電力を調達できるようにするための措置である。

過剰な低価格によって原子力発電は不採算となり、韓国唯一の原子力発電事業者である韓国水力原子力発電は損失を計上した<sup>55</sup>。同社の経済状況が悪化すると、いずれ原子力の安全性に対する投資を犠牲にしてしまうという許容できない事態を招きかねない。

韓国政府は良好な実績と低いライフサイクル GHG 排出量をもとに、原子力発電を脱炭素の効果的な選択肢とみなしている。長期電力需給基本計画では、原子力発電の比率を 2022 年の 29.6%から 2030 年に 32.4%へ、2036 年に 34.6%へ引き上げることを決めた。

この目標を達成するためには、原子力発電の設備容量を 2022 年の 24.7GW から 2030 年に 28.9GW、2036 年に 31.7GW へ増やす必要がある。設備容量を拡大するために、既設の古い原子炉の運転期間の延長に加えて、5 基の新しい原子炉(合計 7GW)の建設を計画している(表 2)。

表 2: 韓国の既設・新設の原子炉の状況

	名称	設備容量(MW)	運転終了年	注
既設	Kori-2	650	2023	運転期間の延長を申請
	Kori-3	950	2024	運転期間の延長を未申請
	Hanbit-1	950	2025	運転期間の延長を未申請
	Kori-4	950	2025	運転期間の延長を未申請
	Hanbit-2	950	2026	運転期間の延長を未申請
	Wolsong-2	700	2026	運転期間の延長を未申請
	Hanul-1	950	2027	運転期間の延長を未申請
	Wolsong-3	700	2027	運転期間の延長を未申請
	Hanul-2	950	2028	運転期間の延長を未申請
	Wolsong-4	700	2029	運転期間の延長を未申請
	合計 10 基	8,450	—	—
	名称	設備容量(MW)	運転開始年	注
新設	Shin-Hanul-2	1,400	2023	建設中
	Saeul-3	1,400	2024	建設中
	Saeul-4	1,400	2025	建設中
	Shin-Hanul-3	1,400	2032	建設準備中
	Shin-Hanul-4	1,400	2033	建設準備中
		合計 5 基	7,000	—

出典: 既設原子炉の運転期間延長については Mycle Schneider Consulting Project, [The World Nuclear Industry Status Report 2022](#) (2022 年 10 月)、新設については South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand - 10<sup>th</sup> edition](#) (2023 年 1 月) [韓国語]

しかし既設の 10 基の原子炉は 2030 年までに運転ライセンスを終了する。運転期間の延長を申請したのは 2022 年 10 月の時点で Kori-2 の 1 基だけである。Kori-2 の運転ライセンスは 2023 年 4 月 8 日に終了したため、現在は運転を停止している。再稼働は早くとも 2025 年 6 月になる見通しだ<sup>56</sup>。建設中の原子炉は 3 基 (Shin-Hanul-2、Saeul-3~4) にとどまり、設備容量は 1 基あたり 1.4GW である。このままでは国の 2030 年の目標を達成できない。

## ●合理的な安全性に対する懸念

韓国の原子力発電産業は技術面と経済面で良好な実績を上げてきたが、一連の問題によって合理的な安全性に対する懸念が生じている。いくつか事例を紹介しよう。

2012 年 2 月 9 日に Kori-1 原子炉で、主発電機のテスト中に人的なエラーによる電力の損失が発生した<sup>57</sup>。続いて 2 台ある緊急用のディーゼル発電機のうち 1 台が起動に失敗 (もう 1 台はメンテナンス中だった)。さらに敷地外に 2 台ある変圧器の 1 台がメンテナンス後に適切に設定できていなかったため、作動しなかった (もう 1 台はメンテナンスに入った直後だった)。施設内の電源が喪失し、11 分間にわたって冷却が損なわれた。この重大な事故が原子力安全委員会 (韓国の原子力規制機関) に報告されたのは、1 カ月以上を経過した 3 月 12 日だった。



2012年9月12日に韓国水力原子力発電に対して、サプライチェーンの問題に関する内部告発があった。2カ月後に同社が報告した調査結果では、5基の原子炉に対して不正な認証によるセーフティ・クリティカル(安全性を最重視)ではない部品が供給されていた<sup>58</sup>。サプライヤー8社が2003年から2012年にかけて、7682個の部品に約60の品質保証書を偽造して供給していた。その部品の多くはHanbit-5~6原子炉に組み込まれ、残りはHanbit-3~4原子炉とHanul-3原子炉で使われた。

2013年5月には、安全性にかかわる制御ケーブルに偽造した文書が付属していた問題が発覚した。制御ケーブルは運転中の3基の原子炉(Shin-Kori-1~2、Shin-Wolsong-1)と当時建設中の3基の原子炉(Saeul-1~2、Shin-Wolsong-2)で使われていた<sup>59</sup>。

さらにもう1つ、韓国水力原子力発電の2020年の報告書に記載された問題がある。ウルサン原子力発電所の使用済み燃料棒を貯蔵するタンクの近くで、地下水からトリチウムが検出された<sup>60</sup>。報告書によると、地下水から検出したトリチウムの量は安全基準を13.2倍も上回っていた。放射性物質の漏出は国民の懸念を呼んだ。

安全性に関する一連の問題は、原子力発電に対する国民の信頼を揺るがした。使用済み核燃料と放射性廃棄物の処分の問題が未解決であることも、原子力発電に対する不信を高めている。

韓国では使用済み核燃料を原子炉の敷地内に一時的に保管する。集中型の中間処理施設や最終処分施設はない。使用済み核燃料が蓄積していくにつれて、一時保管施設は飽和状態に近づいていく。

この問題は極めて重要だ。原子力発電所の近くに住む住民が一時保管施設の増設に強く反対している<sup>61</sup>。集中型の中間処理施設や最終処分施設が建設されなかった場合に、実質的に最終処分施設になってしまうことを恐れるからだ。しかし中間処理施設や最終処分施設のような慎重を要するプロジェクトに対しても強い反対があり、まさにリスクを抱えた状況にある。使用済み核燃料と放射性廃棄物の処分の問題を未解決のまま原子力発電を増やすことは、正解のない方程式である。

韓国政府は現在のところ楽観的で、集中型の中間処理施設を2035年までに、最終処分場を2050年代の半ばまでに運転できると見込んでいる<sup>62</sup>。しかし建設地の決定など具体的な進展がない状態では、計画の信頼性はない。複雑な状況が韓国の原子力発電の将来に影を落としている。

## 2. 炭素依存リスクを高める石炭火力とガス火力

原子力発電に依存することに懸念があるにもかかわらず、自然エネルギーに対して意欲的な目標を掲げていないため、韓国は中期的に石炭火力とガス火力に大きく依存する計画だ。化石燃料を優先させる戦略は、エネルギー安全保障、経済性、環境の3つの観点で批判を受けかねない。

韓国には化石燃料の資源はほとんどない。国内の火力発電所で使用する石炭とガスの100%近くが輸入である。海外からの化石燃料の供給が止まるリスクを制御することはできず、そのリスクに国内の電力システムがさらされるため、エネルギー安全保障の点で極めて脆弱だ。

化石燃料の輸入に依存することは、価格変動の影響を受けるため、韓国経済にも脆弱性をもたらす。2021年の下期に新型コロナウイルスの感染拡大後に世界経済が回復して、さらに2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻によって、化石燃料の価格は極めて高い水準まで上昇した。2022年に瀝青炭を使用した火力発電のコストは0.09米ドル/kWh、LNG火力発電のコストは0.16米ドル/kWhになった<sup>63</sup>。

脱炭素の面で、石炭はGHG排出量が最大のエネルギー源である。可能な限り早くフェーズアウトすることが科学的なコンセンサスになっている。ところが長期電力需給基本計画では、石炭火力発電の比率を2022年の32.5%に対して、2030年までに19.7%、2036年までに14.4%へ引き下げる目標にとどめた。

これに対してガス火力の比率は、2022年の27.5%を2030年までに22.9%、2036年までに9.3%へ低下させる。このような目標は当然ながら議論を呼んでいる。さらに韓国政府が推進する混焼発電計画にも問題点が多い。

石炭火力とガス火力のGHG排出量を削減するために、韓国政府は石炭に対して20%のアンモニア、ガスに対して50%の水素を混焼させる計画である<sup>64</sup>。2つの混焼比率をもとに、混焼による発電所の数を増やして、アンモニアと水素の合計で国全体の発電電力量に占める比率を2030年までに2.1%、2036年までに7.1%に高めることを目指す。

アンモニアと水素による混焼発電には、経済面と環境面のいずれにおいても確固とした実績がない。BloombergNEFがバングラデシュとベトナムを対象に実施した最新の分析によると、石炭にアンモニアを25%混焼すると、現時点では発電コストが石炭単独(0.08~0.13米ドル/kWh)と比べて15~60%高くなる。ガスに水素を50%混焼すると、ガス単独(0.09~0.10米ドル/kWh)の2倍になる<sup>65</sup>。この分析ではアンモニアと水素の色(エネルギー源の種類)は特定していない。

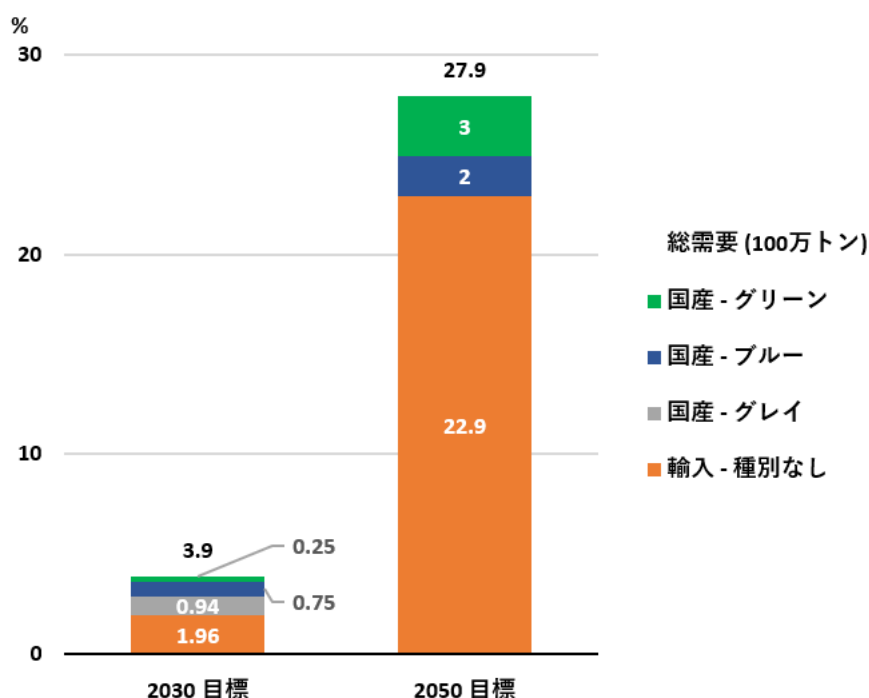
さらにBloombergNEFが日本向けに実施した分析によると、石炭にグリーン(自然エネルギー由来の)アンモニアを20%混焼した場合、天然ガスだけを燃焼するCCGT(コンバインドサイクルガスタービン)よりもCO<sub>2</sub>(二酸化炭素)排出量が1.8倍になる<sup>66</sup>。このような結果では、電力部門の脱炭素に貢献することはできない。

問題点の多い混焼戦略が失敗してしまうと、韓国は計画以上に石炭とガスに依存する可能性が大きく、深刻な炭素依存(カーボン・ロックイン)のリスクを負うことになる。

混焼発電のもう1つの問題は、アンモニアと水素の色である。韓国政府が2021年11月に発表した「水素経済導入基本計画(第1版)」では、韓国で消費する水素は主に輸入で、色を特定していない(図20)。国内の水素製造は2030年にグレイ(天然ガス由来)、ブルー(天然ガス由来、CO<sub>2</sub>回収貯留)、グリーン(自然エネルギー電力由来、電気分解)になり、2050年の時点ではブルーとグリーンだけになる計画だ。



図 20: 韓国の水素供給目標



出典: South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for the Implementation of the Hydrogen Economy - 1<sup>st</sup> edition](#) (2021 年 11 月) [韓国語]

韓国政府はアンモニアと水素の活用を支援するために、発電に使う水素のタイプによって 2 種類の入札を開始した。通常水素(グレイ水素を含む)の入札とクリーン水素(ブルー水素とグリーン水素)の入札である。

通常水素の第 1 回の入札結果は 2023 年 8 月に発表されて、合計で 89MW の燃料電池プロジェクトに決まった<sup>67</sup>。クリーン水素の入札は 2024 年に開始する予定だ<sup>68</sup>。

しかしアンモニアと水素の混焼を推進するよりも、カーボンプライシングに注力したほうが、電力部門の GHG 排出量を削減するうえで効果的と考えられる。

韓国は 2015 年に、北東アジアで初めて ETS(排出量取引システム、Emissions Trading System)を国全体で義務化した<sup>69</sup>。先行したにもかかわらず、その後の進展は限定的だ。排出枠の多くが無償で与えられて、直近 1 年半のあいだ、排出枠が供給過剰な状態になっていた。その結果、取引価格が 2022 年 2 月初めに 30 米ドル/CO<sub>2</sub> 換算トンから 2023 年 6 月末に 8 米ドル/CO<sub>2</sub> 換算トンまで下落した(図 21)。欧州連合の ETS では 2023 年 6 月に 94 米ドル/CO<sub>2</sub> 換算トンを記録しており、韓国の ETS の約 12 倍の水準になっている。

韓国の ETS は第 3 フェーズ(2021~2025 年)に入っている。電力部門に対して 90%の排出枠が無償で与えられて、入札で排出枠を購入するのは 10%だけである<sup>70</sup>。無償枠を与える理由は、環境政策が緩やかな他国に事業を移転することによるカーボンリーケージを抑制することが目的だ。その代わりに、意味のある炭素価格を実現するうえで障壁になる。

ETS の効果を最大限に発揮するために、電力部門に対する無償枠の割り当てを取りやめて、カーボンニュートラルの道筋に合う水準まで排出量の上限を厳しく設定する必要がある。

図 21: 韓国の ETS の排出枠取引価格 (2015 年 1 月 12 日～2023 年 6 月 30 日)



出典: International Carbon Action Partnership, [Allowance Price Explorer – updated June 30, 2023](#) (2023 年 9 月 29 日時点の情報)

## おわりに

政府の計画が野心的ではないからといって、韓国が自然エネルギーの導入に出遅れた状態を続ける必要はない。

政府の計画よりも早く自然エネルギーを推進していくためには、不利な自然条件、高い発電コスト、補助金による安い電気料金、地域社会の反対、といった課題を乗り越えなくてはならない。いずれの課題に対しても解決策がある。屋根置き太陽光発電や洋上風力などの導入機会を最大限に生かし、自然エネルギーのコストが将来に低下することを考慮して、小売電気料金を見直し、開発プロジェクトを推進する時にコンセンサスを形成する努力を続ける、といったことが重要になる。

政策面では、RPS、REC、入札、小規模な太陽光発電に対する FIT など、さまざまなプログラムを導入してきた。より効果を発揮するためには、単純化と継続性が求められる。韓国の企業にとって最も重要なことは、国際的な競争力を失ってしまう前に、自然エネルギーが早く進展することである。先進的な企業はリスクを十分に認識して、自然エネルギー100%の調達に向けて取り組みを開始している。

自然エネルギーによる発電比率を高めることができなければ、問題の多い原子力発電と火力発電に依存し続けなくてはならない。いずれも望ましくない。原子力発電に関しては、合理的な安全性に対する懸念があるほか、使用済み核燃料と放射性廃棄物の処理に関連する問題を解決できていない。火力発電では炭素依存のリスクがある。石炭とアンモニアの混焼、ガスと水素の混焼は、確固とした実績がない。GHG 排出量を削減するためには、カーボンプライシングに注力するほうが効果的と考えられる。

日本もエネルギー政策と戦略の方向性において同様の問題に直面している。

韓国と日本の地理的な近さと顕著な類似性を考えれば、両国が自然エネルギーの拡大とエネルギー効率の向上に重点を置くことによって、持続可能な方法で脱炭素を実現するための知見と技術を共有できるはずである。

## 補足 A: REC(自然エネルギー証書)

### ●発電事業者の収入源

REC(自然エネルギー証書)は 1MWh の自然エネルギーの電力を発電することによって発行する取引可能な商品である。一般的に韓国の自然エネルギーのプロジェクトには 2 つの収入源がある。卸売市場における電力の販売と REC の販売である。

REC の価格は市場における需給バランスで決まり、スポット取引と個別契約の 2 種類がある。スポット取引は毎月第 1・第 3 金曜日に実施する。個別契約は 20 年間の長期固定価格で、いつでも締結できる<sup>71</sup>。2022 年には REC の 76%が個別契約で取引された<sup>72</sup>。

REC には発電方法、設置条件、燃料、性能、システム規模に応じて、異なる重み(乗数)が付けられる。

自然エネルギーの発電事業者は実際の発電電力量に重みを掛け合わせて REC を発行できる。高い価値があると評価される方法で自然エネルギーの電力を発電すると、より多くの REC を発行することが可能になる。

たとえば重み 2 の発電方法であれば、1MWh の発電に対して REC の発行量は 2 になる。ただし発電事業者の収入は REC の取引価格で決まるため、2 倍の量の REC を売却できても、収入が 2 倍になるとは限らない。

その一方で発電事業者に課せられる RPS(自然エネルギー利用割合基準)の義務達成においては、重みに関係なく、1つの REC で 1MWh とみなす。重み 2 の発電方法であれば、1MWh の発電に対して 2 倍の REC を発行できるため、RPS では 2MWh の自然エネルギーの電力を発電したのと同等になる。

これに対して電力を購入する企業が REC を利用する場合には、重みを付けない状態に戻した電力量を適用する。重み 2 の REC を購入した場合には、実際の発電電力量は 1 つの REC に対して 2 分の 1 の 0.5MWh である。REC を 2 つ購入すれば合計で 1MWh になり、実際の発電電力量と REC の電力量が一致する。

### ●各種の発電方法の推進手段

自然エネルギーの発電方法によって、コスト、GHG 排出削減可能量、社会受容度、技術の成熟度が異なる。幅広い発電方法を導入して補完できるようにする目的もあり、REC には発電事業者の収入の算定に組み込める重みが付けられる。

低い重み(0.5 以下)は、経済的に競争力がある、GHG 排出削減可能量が少ない、社会的な受容度に問題がある、技術が成熟している、といった場合に適用する。たとえば自然エネルギー由来の廃棄物は 0.25、森林地域の太陽光発電は 0.5 である。

高い重み(1.5以上)は、コストが相対的に高い、GHG 排出削減可能性が多い、社会に十分に受け入れられている、技術が革新的である、といった場合に与えられる。たとえば小規模(100kW未満)の水上太陽光発電は1.6、副生水素を利用してエネルギー効率が65%を超える燃料電池は2.2である。

韓国の発電方法別の REC の重み(2023年1月時点)

発電方法	設置条件、燃料、性能	システム規模	証書の重み
バイオエネルギー、 自然エネルギー由来廃棄物	未利用森林バイオマス	-	2
	未利用森林バイオマスの混焼	-	1.5
	バイオガス	-	1
	木質ペレット/チップ	-	0.5
	埋立地ガス	-	0.5
	黒液	-	0.25
	バイオ固体燃料	-	0.25
	自然エネルギー由来廃棄物(家庭ごみなど)	-	0.25
燃料電池	その他のバイオエネルギー(家畜ふん尿由来固形燃料、下水汚泥、固体燃料、バイオ重油など)	-	1
	-	-	1.9
	副生水素利用 エネルギー効率 > 65%	-	+ 0.1 + 0.2
地熱	-	-	1~2.5
水力	-	-	1.5
海洋	海流	-	2
	潮流 - 防潮堤なし、着床	-	1.75
	潮流 - 防潮堤なし、浮体	-	1~2.5
	潮流 - 防潮堤あり	-	1
太陽光	地上	< 100 kW	1.2
		100 kW-3 MW	1
		> 3 MW	0.8
	屋上	≤ 3 MW	1.5
		> 3 MW	1
	水上	< 100 kW	1.6
		100 kW-3 MW	1.4
		> 3 MW	1.2
森林	-	0.5	
自家消費	-	1	
風力	陸上	-	1.2
	洋上 - 沿岸(干拓内、防潮堤内)	-	2.0(基礎係数)
	洋上 - 海上	-	2.5(基礎係数)
	洋上 - 接続距離 5km 以上、水深 20m 以上	-	+ 0.4(加算) 接続距離 5km ごと、 水深 5m ごと

出典: BloombergNEF, South Korea Market Outlook 2023 H1: Pivot to Nuclear (2023年2月) [要購読]

洋上風力に関しては、接続距離と水深を考慮して証書の重みを計算する必要がある。  
以下の計算式を適用する。

$$\text{証書の重み} = \text{接続距離加算} + \text{水深加算} - \text{基礎係数}$$

接続距離による加算は 4 通りの計算式を使って、5km ごとに分けて計算する。

#### 洋上風力の接続距離による重み計算式

接続距離	計算式
≤ 5 km	基礎係数
> 5 km - 10 km	$[5 \times \text{基礎係数} + (\text{距離} - 5) \times (\text{基礎係数} + 0.4)] / \text{距離}$
> 10 km - 15 km	$[5 \times \text{基礎係数} + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.4) + (\text{距離} - 10) \times (\text{基礎係数} + 0.8)] / \text{距離}$
> 15 km	$[5 \times \text{基礎係数} + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.4) + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.8) + (\text{距離} - 15) \times (\text{基礎係数} + 1.2)] / \text{距離}$

出典: Jongmin Lee and George Xydis [Clean Technologies and Environmental Policy], [Floating Offshore Wind Projects Development in South Korea without Government Subsidies](#) (2023 年 6 月)

水深による加算は 4 通りの計算式を使って、5m ごとに分けて計算する。

#### 洋上風力の水深による重み計算式

水深	計算式
≤ 20 m	基礎係数
> 20 m - 25 m	$[5 \times \text{基礎係数} + (\text{水深} - 20) \times (\text{基礎係数} + 0.4)] / (\text{水深} - 15)$
> 25 m - 30 m	$[5 \times \text{基礎係数} + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.4) + (\text{水深} - 25) \times (\text{基礎係数} + 0.8)] / (\text{水深} - 15)$
> 30 m	$[5 \times \text{基礎係数} + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.4) + 5 \times (\text{基礎係数} + 0.8) + (\text{水深} - 30) \times (\text{基礎係数} + 1.2)] / (\text{水深} - 15)$

出典: Jongmin Lee and George Xydis [Clean Technologies and Environmental Policy], [Floating Offshore Wind Projects Development in South Korea without Government Subsidies](#) (2023 年 6 月)

この高度な計算方法を理解するために、海上の洋上風力発電プロジェクトで、接続距離 15km、水深 30m の場合を例に、重みを計算してみる。

- 基礎係数: 2.5
- 接続距離による加算:  $2.9 = [5 \times 2.5 + 5 \times (2.5 + 0.4) + (15 - 10) \times (2.5 + 0.8)] / 15$
- 水深による加算:  $2.9 = [5 \times 2.5 + 5 \times (2.5 + 0.4) + (30 - 25) \times (2.5 + 0.8)] / (30 - 15)$

以上を合計すると、証書の重みは  $2.9 + 2.9 - 2.5 = 3.3$  になる。

## 補足 B: 自然エネルギーの調達方法 <sup>73</sup>

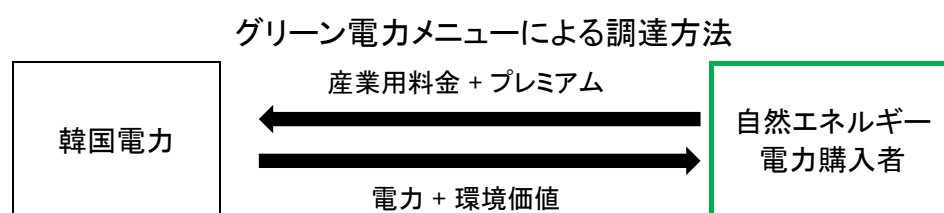
### ●グリーン電力メニュー

電力の購入者はグリーン電力メニュー (Green Tariffs) を希望する場合に、定期的な入札 (2023 年下期から年 3 回、以前は年 2 回) に参加する必要がある。自然エネルギーの電力を調達するために、韓国電力の産業用料金 (0.11 米ドル/kWh、託送・小売手数料を含む) に追加する金額 (プレミアム) を提示して、グリーン電力メニューの価格を決定する。

この入札では、最低入札価格は 0.01 米ドル/kWh である <sup>74</sup>。2023 年上期に実施した入札では、プレミアムは 0.01 米ドル/kWh で約定した。

グリーン電力メニューのプレミアムは、韓国電力から韓国エネルギー公団に送られて、自然エネルギーの再投資に使われる <sup>75</sup>。

ただしグリーン電力メニューの大きな問題点は、韓国電力が電力のエネルギー源を公表していないことである。そのため追加性は不明だ。



### ●REC

REC の価格は市場の需給バランスで決まる。スポット取引と個別契約の 2 種類がある。スポット取引の市場は年に 2 回開催される。長期固定価格による個別契約はいつでも締結できる。

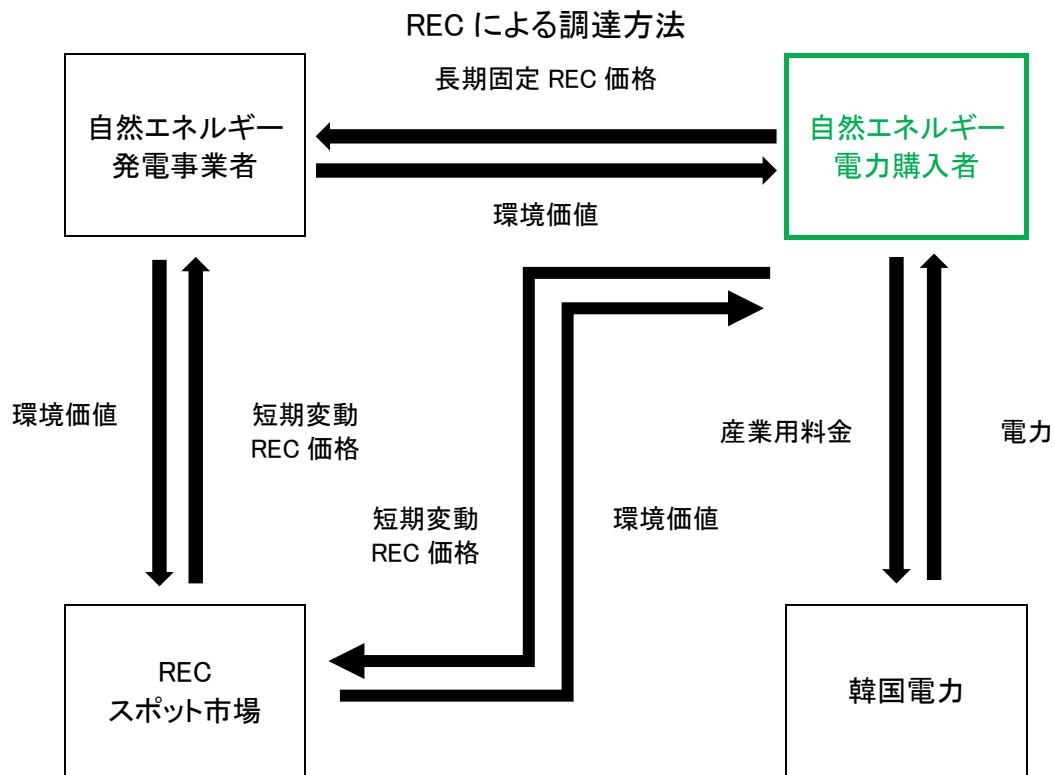
グリーン電力メニューのプレミアムと同様に、韓国電力の産業用料金に REC の価格が加わる。ただし証書は電力と別に調達する。

長期固定価格による REC の最初の契約は 2022 年 4 月に、LG 化学 (LG Chem) と韓国南東発電のあいだで結ばれた。10MW の太陽光発電所による REC である。

さらに 2023 年 5 月には、複数の企業 (社名は不明) が 0.04~0.05 米ドル/kWh で長期の契約を結んでいる。価格は当時の市場価格 0.06 米ドル/kWh よりも低かった (REC の市場価格は変動する)。

REC の追加性はグリーン電力メニューよりも高いと考えられる。自然エネルギーの電力購入者は REC に記載される発電設備の属性情報で追加性を確認できるからである。





## ●自家発電

自然エネルギーの電力購入者は自家発電設備に投資して、電力の需要を満たすことができる。電力と環境価値を即時に入手できて、追加性も高い。

自然エネルギーの発電設備はオンサイトかオフサイトに設置する。オフサイトに設置した場合には、韓国電力に託送料を支払う必要がある。

韓国でオンサイトの太陽光発電の想定コストは0.11~0.14米ドル/kWhである。自然エネルギーの電力を調達する方法の中では低い。

その代わりに利用者が最後まで設備を管理しなくてはならない。大半の企業はエネルギー事業の経験がないため、この点が課題になる。エネルギーサービスを提供する事業者  
に運転を委託することも可能である。

韓国の企業で自家発電プロジェクトを実施している代表例の1つはサムスン電子である。  
4カ所の半導体チップ製造工場の駐車場の上に、屋根置き太陽光発電設備を導入した。

## サムスン電子のキフンにある半導体チップ工場の太陽光発電設備



出典: Samsung, [How We' Re Using the Sun to Fight Climate Change](#) (2023 年 8 月 28 日時点)

### ●コーポレート PPA

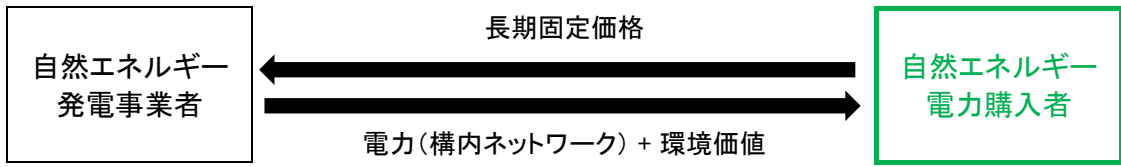
韓国のコーポレート PPA(電力購入契約)には、ダイレクト PPA とサードパーティ PPA の 2 種類がある。ダイレクト PPA では、自然エネルギー電力の購入者が発電事業者や供給事業者と直接契約を締結できる。サードパーティ PPA では、韓国電力を介在して購入者と発電事業者が契約を結ぶ。

もう 1 つ重要な違いがある。ダイレクト PPA であれば、購入者の需要を超過した分の電力を市場で取引できる。しかしサードパーティ PPA では、発電した電力の全量を購入する必要があり、超過分を市場で取引することはできない。

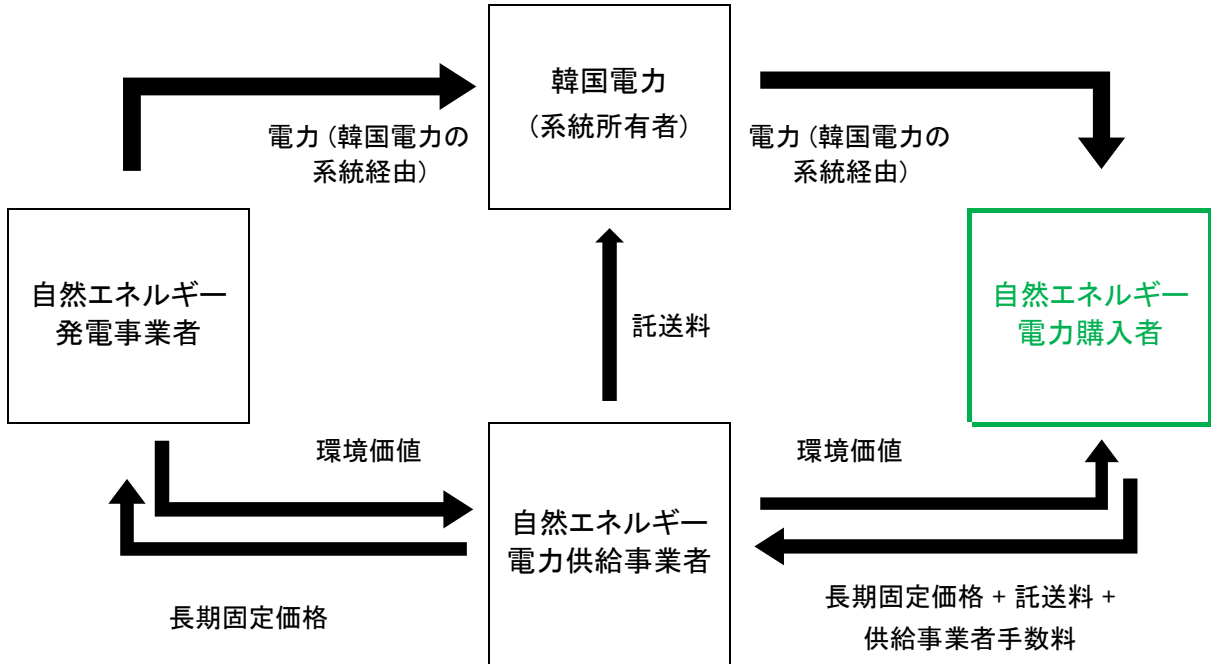
ダイレクト PPA はオンサイトとオフサイトの 2 通りが可能である。オンサイトのダイレクト PPA は自家発電と違って、設備の設置・メンテナンス・管理を発電事業者が請け負う。代表的な例として、LG エレクトロニクス(LG Electronics)と発電事業者の GS EPS が 2022 年 9 月に、5MW の太陽光発電プロジェクトを 20 年間のダイレクト PPA で契約した。

ダイレクト PPA とサードパーティ PPA とともに追加性は高い。ただし契約が複雑で、コストも他の調達方法と比べて相対的に高く、0.15~0.18 米ドル/kWh くらいになる。とはいえ韓国の太陽光発電の LCOE(均等化発電コスト)が 0.10 米ドル/kWh であることを考えると、託送料と供給事業者の手数料を含むため、妥当な価格水準と言える。

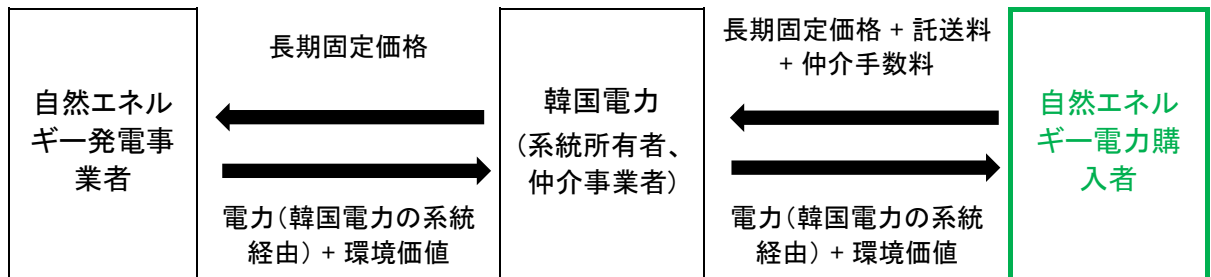
オンサイトの直接 PPA による調達方法



オフサイトの直接 PPA による調達方法



サードパーティ PPA による調達方法



## 参考文献

- <sup>1</sup> World Bank, [GDP \(constant 2015 US\\$\) – updated July 25, 2023](#) (accessed August 15, 2023).
- <sup>2</sup> Energy Institute, [Statistical Review of World Energy 2023](#) (June 2023).
- <sup>3</sup> Ibid.
- <sup>4</sup> Korea Electric Power Corporation, [The Monthly Report on Major Electric Power Statistics – June 2023](#) (August 2023) [in Korean].
- <sup>5</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, [Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand – 10<sup>th</sup> edition](#) (January 2023) [in Korean].
- <sup>6</sup> Energy Institute, op. cit. note 2.
- <sup>7</sup> John Sangho Park, June Yong Lee, Chang Sup Kwon, Min-Young Oh, and Dae-Hyuk Choi [Kim & Chang], [Recent Renewable Energy Policy Trends and Implications – November 14, 2022](#) (accessed August 23, 2023).
- <sup>8</sup> BloombergNEF, South Korea Market Outlook 2023 H1: Pivot to Nuclear (February 2023) [subscription required].
- <sup>9</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy/Korea Maritime Institute, [Offshore Wind Power Guidelines: Together with Residents and Fishermen](#) (April 2023) [in Korean].
- <sup>10</sup> International Renewable Energy Agency, [Renewable Capacity Statistics 2023](#) (March 2023).
- <sup>11</sup> Robert Liew [MAKE], [South Korea Offshore Wind Market Overview](#) (March 2017).
- <sup>12</sup> Geon Hwa Ryu, Ji Ye Park, Ah Reum Lee, Young Gon Kim, and Chae Joo Moon [IntechOpen], [Tracking Trends for Offshore Wind Energy Industries and Infrastructures in the South Korea: Focused on the Jeonnam Shinan 8.2 GW and Ulsan 6 GW Offshore Wind Farm Projects](#) (July 2022).
- <sup>13</sup> Ibid.
- <sup>14</sup> BloombergNEF, op. cit. note 8.
- <sup>15</sup> BloombergNEF, High Land Prices Hinder Solar Power in South Korea (March 2021) [subscription required].
- <sup>16</sup> World Bank, [Population Density \(people per sq. km of land area\) – updated July 25, 2023](#) (accessed August 18, 2023).
- <sup>17</sup> BloombergNEF, op. cit. note 15.
- <sup>18</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy and Korea Energy Agency, [New & Renewable Energy White Paper 2020](#) (revised September 2021) [in Korean].
- <sup>19</sup> Park Ki-yong [Hankyoreh 21], [Samsung Is the most Frustrated by the Yoon Suk-yeol Government’s Reverse Run – August 11, 2023](#) (accessed August 23, 2023) [in Korean].
- <sup>20</sup> BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity 2023 H1 (June 2023) [subscription required].
- <sup>21</sup> Electric Power Statistics Information System, [Power Generation Equipment: By Company](#) (accessed October 2, 2023) [in Korean].
- <sup>22</sup> Korea Electric Power Corporation and its Subsidiaries, [Consolidated Financial Statements for the Years Ended December 31, 2022 and 2021](#) (March 2023).
- <sup>23</sup> Korea Electric Power Corporation, op. cit. note 4.
- <sup>24</sup> Electric Power Statistics Information System, [Electricity Market: Weighted Average SMP](#) (accessed August 21, 2023).
- <sup>25</sup> BloombergNEF, South Korea Market Outlook 2018 H2: The Rise of Offshore Wind and Energy Storage (October 2018) [subscription required].
- <sup>26</sup> BloombergNEF, Offshore Wind Market Outlook 2023 H1: Hurdles Delay Build (June 2023) [subscription required].
- <sup>27</sup> International Energy Agency, [Korea Energy Policy Review 2020](#) (November 2020).
- <sup>28</sup> Plan 1.5, Corporate Renewable Energy Initiative, Korea Sustainability Investing Forum, World Wide Fund for Nature-Korea, and United Nations Global Compact Network Korea, [Renewable Energy Demand in South Korea: A 2030 Forecast and Policy Recommendations](#) (March 2023).
- <sup>29</sup> Mayer Brown, [Offshore Wind in South Korea: The Path Ahead](#) (March 2022).
- <sup>30</sup> Sangmin Kim, Yun Sung Kim, and Seulbin Park [The Law Reviews], [The Renewable Energy Law Review: South Korea – July 20, 2023](#) (accessed August 22, 2023).
- <sup>31</sup> BloombergNEF, op. cit. note 8.
- <sup>32</sup> Yu Jeong-geun [Energy & Environment News], [Abolition of Fixed-Price Contract System for Small Solar Power – July 28, 2023](#) (accessed August 24, 2023) [in Korean].
- <sup>33</sup> Emiliano Bellini [pv magazine], [South Korean Government Begins Nationwide Inspection on Solar Parks – September 16, 2022](#) (accessed September 28, 2023).
- <sup>34</sup> Kim Jin-hoo [Daehan Economic Daily], [Goal and Execution Separately... Renewable Energy 'Off-Beat' – July 13, 2023](#) (accessed August 24, 2023) [in Korean].

- 
- <sup>35</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, op. cit. note 5.
- <sup>36</sup> Solutions For Our Climate and NEXT Group, [Jeju's 2030 Carbon-Free Vision Begins with Renewable Curtailment Freedom: Cost Analysis of Solutions to Renewable Curtailment on Jeju Island, South Korea](#) (September 2022).
- <sup>37</sup> Lawrence Berkeley National Laboratory and NEXT Group, [Korean Power System Challenges and Opportunities: Priorities for Swift and Successful Clean Energy Deployment at Scale](#) (April 2023).
- <sup>38</sup> International Energy Agency, op. cit. note 27.
- <sup>39</sup> World Bank Group Korea Office, [Korea's Energy Storage System Development: The Synergy of Public Pull and Private Push](#) (January 2020).
- <sup>40</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, op. cit. note 5.
- <sup>41</sup> World Bank Group Korea Office, op. cit. note 39.
- <sup>42</sup> Korea Electric Power Corporation, [Long-Term Transmission and Substation Plan](#) (May 2023) [in Korean].
- <sup>43</sup> Byungjun Lee [Korea Electric Association], [Establishing a Stable Future System Through the 10<sup>th</sup> Long-Term Transmission and Substation Plan – June 15, 2023](#) (accessed August 25, 2023) [in Korean].
- <sup>44</sup> BloombergNEF, Korea Clean Power Procurement 101: Growing Demand, Limited Supply (July 2023) [subscription required].
- <sup>45</sup> Plan 1.5, Corporate Renewable Energy Initiative, Korea Sustainability Investing Forum, World Wide Fund for Nature-Korea, and United Nations Global Compact Network Korea, op. cit. note 28.
- <sup>46</sup> Ibid.
- <sup>47</sup> BloombergNEF, op. cit. note 44.
- <sup>48</sup> International Atomic Energy Agency, [Power Reactor Information System: South Korea – updated August 29, 2023](#) (accessed August 30, 2023).
- <sup>49</sup> Soo Jin Kim [Heinrich Böll Stiftung], [South Korea's 'Unstable' Nuclear Energy Policy: From Lee through Moon to Yoon Governments – April 14, 2023](#) (accessed September 1, 2023).
- <sup>50</sup> Korea Electric Power Corporation, [What is the APR-1400 Reactor?](#) (accessed August 30, 2023).
- <sup>51</sup> Steve Thomas [University of Greenwich], [The EPR in Crisis](#) (November 2010).
- <sup>52</sup> Jessica R. Lovering, Arthur Yip, and Ted Nordhaus [Energy Policy], [Historical Construction Costs of Global Nuclear Power Reactors](#) (April 2016).
- <sup>53</sup> International Energy Agency, [Projected Costs of Generating Electricity 2020](#) (December 2020).
- <sup>54</sup> International Atomic Energy Agency, op. cit. note 48.
- <sup>55</sup> Korea Hydro & Nuclear Power and its Subsidiaries, [Consolidated Financial Statements for the Years Ended December 31, 2022 and 2021](#) (March 2023).
- <sup>56</sup> Oh Seok-min [Yonhap News Agency], [South Korea Suspends Operation of Kori-2 Reactor for Permission Renewal – April 9, 2023](#) (accessed November 9, 2023).
- <sup>57</sup> Philip Andrews-Speed [The Journal of World Energy Law & Business], [South Korea's Nuclear Power Industry: Recovering from Scandal](#) (March 2020).
- <sup>58</sup> World Nuclear Association, [Nuclear Power in South Korea – updated July 2023](#) (accessed September 1, 2023).
- <sup>59</sup> Ibid.
- <sup>60</sup> Mycle Schneider Consulting Project, [The World Nuclear Industry Status Report 2022](#) (October 2022).
- <sup>61</sup> Soo Jin Kim [Heinrich Böll Stiftung], op. cit. note 49.
- <sup>62</sup> World Nuclear Association, op. cit. note 58.
- <sup>63</sup> Electric Power Statistics Information System, [Power Trading: Fuel Cost](#) (accessed October 23, 2023) [in Korean].
- <sup>64</sup> South Korea Ministry of Trade, Industry and Energy, op. cit. note 5.
- <sup>65</sup> BloombergNEF, Bangladesh Power Sector at the Crossroads (October 2023) and Vietnam: A Techno-Economic Analysis of Power Generation (October 2023) [subscription required for both].
- <sup>66</sup> BloombergNEF, Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy (September 2022) [subscription required].
- <sup>67</sup> BloombergNEF, South Korea's First Hydrogen Auction Proves a Boon for Gas (August 2023) [subscription required].
- <sup>68</sup> Ibid.
- <sup>69</sup> International Energy Agency, op. cit. note 27.
- <sup>70</sup> Seung Jick Yoo and Alistair Ritchie [Asia Society Policy Institute], [The Pathway to an Effective ETS and Power Market Interaction: The Case of the Korean ETS](#) (March 2023).
- <sup>71</sup> BloombergNEF, op. cit. note 44.
- <sup>72</sup> Korea Power Exchange, [Electricity Market Statistics 2022](#) (July 2023) [in Korean].
- <sup>73</sup> In this annex, unless otherwise noted, the reference used is BloombergNEF, op. cit. note 44.
- <sup>74</sup> Corporate Renewable Energy Initiative, Korea Sustainability Investing Forum, World Wide Fund for Nature-Korea, and United Nations Global Compact Network Korea, [Guideline for Corporate Renewable Energy Procurement in Korea](#) (December 2022).
- <sup>75</sup> Ibid.

**韓国のエネルギー政策**  
自然エネルギーの目標低く、原子力と火力に依存

2023年11月

**公益財団法人 自然エネルギー財団**

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門一丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020 (代表)

[info@renewable-ei.org](mailto:info@renewable-ei.org)  
[www.renewable-ei.org](http://www.renewable-ei.org)