**Derivation of Supply Curve of PV ~**

**Impact of Setback regulation ~**

Seungho Jeona, Gildong Hongb, Gyeonggi Dob,[[1]](#footnote-2)\*

a *Climate & Environment Data Center, Gyeonggi Research Institute, South Korea*

b *Climate & Environment Data Center, Gyeonggi Research Institute, South Korea*

**Abstract**

abstract.

#용어정의: PV potential, solar potential, generation potential, capacity potential?

시나리오 이름을 Current Setback, No Setback으로 바꾸기

발전량을 기준으로 분석을 하는 이유는 발전량이 우리의 최종 목적이거니와 지역별 capacityfactor를 달리 적용하여, 그것이 의미가 있음.

Density factor와 Area factor를 적용함으로써 기존 연구들보다 현실적

**Keywords:** Keword1, Keword-2, Keyword-3

1. Introduction

As the 13th largest greenhouse gas (GHG) emitter, South Korea accounted for 1.3% of the global GHG emissions [1]. The country has pledged to achieve its nationally determined contribution (NDC) by 2030 and carbon neutrality by 2050 [2,3]. Like many nations, South Korea views the expansion of renewable energy as a key strategy for decarbonization. Globally, renewable energy represented 27.8% of the total electricity generation, whereas in South Korea, the share was significantly lower at 6.1% [4]. Even if the renewable energy generation share is lower than other countries, South Korea decided to lower the renewable energy target for 2030 from 30% to 22% [5]. The decision is based on the current government’s willingness to enlarge the role of nuclear power in the middle of energy transition.

In 2021, global renewable energy generation amounted to 7,857TWh, with hydro energy accounting for 4,400 TWh (56%), wind energy for 1,838 TWh (23%), solar energy for 1,033 TWh (13%), and other renewable sources contributing 586 TWh (8%). In terms of South Korea's renewable energy generation in 2022, the country produced a total of 50.4 TWh, distributed as follows: 30.7 TWh (61%) from solar energy, 11.9 TWh (24.0%) from bio energy, 3.4 TWh (7%) from wind energy, 3.5 TWh (7%) from hydro energy, and 0.8 TWh (1%) from other sources [6]. When comparing South Korea and the global status in terms of using renewable energy, there are significant differences in the types of renewable resources predominantly utilized. Globally, hydro energy is the largest contributor, making up 56% of total renewable generation. In contrast, South Korea heavily relies on solar energy, which accounts for 56.6% of its renewable energy production, far exceeding the global average of 13%. This highlights a stark contrast in renewable energy strategies, with South Korea placing a much greater emphasis on solar energy compared to the global status, where hydro and wind energy dominate.

According to the carbon neutrality scenario of South Korea, the renewable energy generation in 2050 is projected to be 889.9 TWh under ‘Scenario A’ and 736.0 TWh under ‘Scenario B’. Assuming the current share of solar energy in renewable energy generation (61%) remains constant, solar power generation in 2050 would amount to 542 TWh under ‘Scenario A’ and 449 TWh under ‘Scenario B’. Considering that the theoretical, technical, and economic PV potential of South Korea in 2020 was estimated to be 137,347 TWh/year, 3,117 TWh/year, and 495 TWh/year, respectively [7]. It indicates that the minimum required amount (449TWh) for carbon neutrality can likely be met when the economic potential (495TWh) is fully utilized. However, only 6% (30.7TWh) of the economic PV potential (495TWh) is currently being utilized.

There are several reasons for this underutilization of PV potential. The shapes of the renewable portfolio and energy mix are determined by many factors such as natural environment, energy security, economy, politics and others [8]. Energy policies could facilitate the expansion of renewable energy internalizing positive externalities from renewable energy [9,10]. On the other hand, some regulations could be barriers for promotion of renewable energy, even if the regulations have other purposes in the fear of drastic and thoughtless expansion of renewable energy. In many countries environmental licensing is said to be a cause of delays in the completion of renewable energy farms [11–15]. In South Korea, setback regulation is controversial. Setback regulation means that PV facilities must maintain a minimum setback distance from designated sites (ex. residential areas, roads, parks, and cultural heritage) to be eligible for installation. As a result of opposition from local residents to installation of PV facilities, local governments are introducing the setback regulations [16]. Local residents oppose the installation of PV facilities due to concerns over environmental and visual impacts [17–20]. Even if efforts, for example sharing economic benefits from PV facilities [21–24], the participation of residents in the PV development process [25], increase of perceived trust of PV [26] and others, are being made to increase residents' acceptance of PV facilities, the opposition by residents is a major obstacle to the expansion of PV facilities. Especially in South Korea, setback regulations are detrimental due to i) the country's heavy reliance on PV and ii) the country's limited land area. As previously mentioned, 61% of South Korea's renewable energy generation comes from solar power. And South Korea ranks 22nd in population density among 216 countries worldwide, with 530 people living per square kilometer [27]. It is hard to find available sites that can meet all the necessary conditions for placing PV facilities. Therefore, it is important to examine the impact of setback regulations on PV potential in South Korea.

In previous studies, when setback regulations are applied nationwide, only 23% of the potential generation of PV can be utilized (566TWh out of 2,507TWh). In contrast, if these regulations were relaxed to 300 meters and 100 meters, the utilization rate of the potential would increase to 25% (625TWh) and 54% (1,365TWh), respectively [28]. In Incheon province, which faced the least setback regulations, only 68% of the potential site area was usable due to these restrictions. On the other hand, in Chungbuk and Chungnam, the regions most affected by setback regulations, only 22% of the potential site area could be utilized [29]. In three counties—Hampyeong in Jeollanam-do, Hamyang in Gyeongsangnam-do, and Gumi in Gyeongsangbuk-do—due to setback regulations, 54%, 53%, and 32% of the respective potential PV installation area are available [30]. This study aims to examine the impact of setback regulations on PV potential in Gyeonggi province, a province out of 17 ones in South Korea. Gyeonggi Province is composed of 31 cities (See supplementary for details in administrative). Out of the 31 cities, 12 have implemented setback regulations. These regulations mostly pertain to distances from residential areas and roads, with setback distances ranging from a minimum of 100 meters to a maximum of 500 meters (see Appendix for details).

Gyeonggi province, study area in this study, accounts for 10.2 % of the country’s area [31] and 27% of its population [32]. It is the region where the introduction of renewable energy is most urgently needed among the 17 ones in South Korea [reference]. First, a regional differential electricity pricing system is currently being discussed in South Korea, and it is expected that a region's electricity self-sufficiency rate will determine retail electricity prices. Gyeonggi Self Sufficiency: 59% [33]. Therefore, Gyeonggi Province needs to increase its power supply to avoid economic losses caused by rising electricity prices. Second, South Korea has XX RE100 companies, and XX of them are headquartered in Gyeonggi Province [34,35]. Supplying these companies with locally produced renewable energy (e.g., through PPAs) will help them achieve their RE100 goals, preventing economic losses. Third, the governor of Gyeonggi Province is strongly committed to expanding solar power [36]. Despite the national renewable energy supply target being lowered in the 10th Basic Plan for Electricity Supply and Demand, the governor of Gyeonggi Province has declared a goal to install 9 GW of solar power during his term. In this context, the expansion of solar power in Gyeonggi Province is crucial.

본 연구의 대상 공간은 경기도이며, 아래의 **오류! 참조 원본을 찾을 수 없습니다.**과 같이 연구를 진행한다. 우선, 경기도 내 태양광 설치 가능 적지를 9개의 land-use type별로 구분하여 조사하였다. GIS tool을 활용하여 태양광 설치 적지를 조사하고, 현재 태양광이 설치되어 있는 부지, 경사도 15도 이상인 산지, 법적으로 보호되고 있는 농지와 산지는 태양광 설치 가능 지역에서 제외시켰다. 또 본 연구에서 살펴보고자 하는 이격거리 규제는 시나리오로 설정함으로써 이격거리의 영향을 살펴보려 한다. 공간정보 분석을 통해 land-use type별 개별 부지들의 면적이 산출되면 area factor, density factor, capacity factor를 가정하여, 해당 부지의 연간 발전 잠재량을 계산한다. 나아가 태양광 적지 분석 결과에 적지의 위치와 land-use type을 고려하여 LCOE를 적용하며, 이를 토대로 supply curve를 도출해낸다. 분석결과를 토대로 3가지 전략: 경기도 보급목표 (quantity-based strategy), SMP (price-based strategy), 전체보급 (full deployment strategy)을 세우고, 전략별로 이격거리의 영향을 발전량, 온실가스 감축, 비용 측면에서 분석한다.

본 연구의 차별점은 i) land-use type별, technology type별로 태양광 잠재 적지를 파악했다는 점이다. (이점 기술 필요). ii) 태양광 잠재 적지 면적에서 연발전량으로 전환하는 계산과정에서 필요한 파라미터들을 실제 태양광 설치 사례들을 통해 관찰된 값들을 적용했다는 점이다 (See supplymentary). 이는 본 연구에서 제시하는 잠재량의 현실성을 제고시킨다. iii) 태양광 발전의 시장잠재량을 단계적으로 파악했다는 점이다[[2]](#footnote-3). 본 연구에서 제시하는 잠재량은 기본적으로 기술 잠재량의 조건을 모두 반영하고 보호구역까지 추가로 반영한 결과이다. 이에 추가로 시나리오 설정을 통해 이격거리 규제를 반영하였고, 마지막으로 경제성을 반영한 결과를 추가로 살펴본다. 잠재량에 미치는 법적 규제와 경제적 타당성을 동시에 살펴봄으로써 태양광 잠재량에 미치는 영향을 다각도에서 살펴본다. iv) 본 연구가 갖는 가장 큰 차별점은 선행연구 [37–40] 에서는 PV 발전 공급곡선 도출을 통해 잠재량분석에 머물렀지만, 본 연구에서는 공급곡선을 통해 태양광 보급전략을 세우고 전략별 benefits과 costs를 분석했다는 점이다.

본 연구의 목적은 이격거리 규제가 태양광 잠재량에 미치는 영향을 살펴보는 것이며, 다음의 단계로 연구목적을 달성한다. 첫째, 태양광 잠재량 적지에 전부 설치하는 것을 가정하고 아래의 연구질문을 다룬다.

1-1) 이격거리 규제가 면적, 용량, 발전량 측면에 얼만큼 영향을 미치는가?

1-2) 이격거리 규제가 land-use type별, 시군별 미치는 영향이 어떠한가?

1-3) 이격거리 규제가 국가의 탄소중립 달성과 경기도의 보급목표 달성에 미치는 영향은 어떠한가?

둘째, 태양광 잠재량 공급곡선을 도출한 뒤, 보급 전략을 3가지로 나누어 아래의 연구질문을 다룬다.

2) 이격거리 규제로 인한 태양광 잠재량 공급곡선은 어떤식으로 이동하는가?

2-2) 전략별 시나리오별 발전량, 감축효과, 비용에 미치는 영향은 어떠한가?

2-3) 각 전략이 갖고 있는 특성은 어떠한가?

텍스트, 스크린샷, 폰트, 디자인이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 1. Study flow

1. Methodology
   1. GIS-based approaches

Land-use type별로 사회경제적, 그리고 물리적 특성이 다르게 나타난다. 예컨대, 법 측면에서 볼 때, 중앙 및 지방 정부에서는 Land-use type별로 토지이용의 관리 및 계획법을 수립하고 있고, 경제적 측면에서 예로는 AgroPV의 경우 농업 수익과 태양광발전을 통한 수익의 균형을 중시해야 하는 한편, 상업지역의 경우 태양광 설비 설치로 인해 상업적 활동 저해 여부 (주차면, 옥상공간 활용의 제한)를 검토해야 한다. 사회적 측면에서의 예로는 인구 밀집도가 높은 상업지역에서는 경관상의 이유로 주민들의 수용성이 떨어질 수 있다. 물리적 측면에서의 land-use type간 차이로는 산지의 경우 주변의 높은 건물이 없어 capacity factor가 높을 수 있지만, 경사도 혹은 토양의 안정성에 신경을 써야 할 필요가 있다. 또한 산업단지 혹은 residential housing에는 기존 건축물을 활용하여 태양광을 설치할 수 있는 반면, 농지와 산지의 경우 토지 정리가 필요한 경우가 많다. 이와 같이 land-use type별 특성이 다각도에서 다르기 때문에, 중앙 및 지방 정부에서도 land-use type별로 태양광 보급 정책을 시행하고는 한다. (source) 따라서 본 연구에서도 위와 같은 land-use type별 특성을 고려하여 효과적인 정책 수립에 기여하고자, 태양광 설치 가능 적지를 아래와 같이 9개의 land-use type별로 나누었다.

* Industrial complex: designated under the "Industrial Sites and Development Act" to promote balanced industrial development and national economic growth. (ex. national industrial complex, general industrial complex, urban high-tech industrial complex, agricultural industrial complex)
* Logistics complex: designed for the storage, management, collection, delivery, and adjustment of cargo supply. These facilities often include areas for loading, sorting, packaging, and labeling. (ex. storage facilities, logistics terminals, inland logistics bases)
* Residential complex: designed to accommodate multiple households within a single structure. These complexes allow independent living spaces while sharing walls, corridors, stairs, and other communal facilities. (ex. apartments, row houses, multiplex housing. studio apartments, officetels)
* Public building: constructed by the government, local governments, or affiliated institutions to enhance public convenience and provide essential services. (ex. cultural centers, sports complexes, parks, and other public amenities.
* Mountainous area: Land predominantly covered with forests, including trees and bamboo. These areas exclude farmland, grassland, residential areas, and road sites. Mountainous areas often serve ecological, recreational, or conservation purposes. (ex. Forested mountains and conservation woodlands)
* Farmland: used for cultivating crops, including fields, paddies, orchards, and perennial plant cultivation sites, regardless of their legal classification. Grasslands established under the "Grassland Act" or other exceptions specified by presidential decree are excluded. (ex. paddy fields, dry fields)
* Parking lot: designated for automobile parking as defined by the "Parking Lot Act". Parking lots serve nearby buildings or facilities and may also be available for public use. (ex. On-street parking lots, off-street parking lots, attached parking lots, public parking lots, private parking lots)
* Roadside land: unused spaces between roads and road facilities, often managed as green spaces by the Korea Expressway Corporation. These areas may also serve as potential locations for renewable energy projects. (ex. interchanges, junctions, toll stations)
* Inland water treatment area: designed to store or manage water in rivers, river zones, or coastal areas to secure agricultural and rural water supply. (ex. reservoirs, lakes, dams)
  + 1. Geographical constraint

농지와 산지에 대해서는 아래와 같은 법적인 규제로 인해 태양광 설치가 불가능한 지역이 있다. 산지 중에서 법적으로 보전산지에는 태양광 설치가 불가능하다. 보전산지는 다시 임업용 산지와 공익용산지로 구분된다. 임업용 산지는 산림자원의 조성과 임업경영기반의 구축 등 임업생산 기능의 증진을 위해 필요한 산지로서 다음의 산지를 대상으로 산림청장이 지정하는 산지이며, 공익용 산지는 임업생산과 함께 재해 방지, 수원 보호, 자연생태계 보전, 산지경관 보전, 국민보건휴양 증진 등의 공익 기능을 위해 필요한 산지로서 산림청장이 지정하는 산지이다. 추가적으로 보전산지가 아니라 해도 평균경사도가 15도 이상인 지역에는 태양광 발전시설의 설치가 불가능하다. 농지 중에서는 농업진흥구역으로 분류되는 곳과 농업보호구역이면서 부지가 1ha이상인 곳에는 태양광 설치가 불가능하다. 농업진흥구역이란 농업생산을 목적으로 지정되는 구역으로, 농업생산, 농지개량 등 농업에 직접적으로 관련된 토지이용행위만 허용하고 있으며, 농수산물 가공ㆍ처리시설 등 농어촌 산업시설 및 일부 공공시설 등에 한해 예외적으로 허용함. 농업보호구역은 ｢농지법｣에 따라 ‘농업인의 소득 증대에 필요한 시설’ 이라는 규정에 따라 태양광 발전사업이 가능하지만, 그 부지의 면적이 1ha 미만이어야 한다는 규정이 있음.

본 연구에서는 위에서 언급한 태양광 발전시설 규제를 적용하였다. 이 외에 이격거리 규제는 2.4 Scenario section에서 따로 설명한다.

* 1. Calculation of PV potential

Annual (8,760 hours) theoretical potential generation ( in kWh) of PV in the given site ()’s area ( in m2) would be calculated as the global horizontal irradiation ( in kW/m2) as follows.

(1)

The theoretical potential has limitations in providing meaningful information to policymakers. To obtain more realistic estimates of PV potential, geographical and technical constraints (ex. protected area, PV module efficiency) would be considered as follows. [41–46]

(2)

Here, geographical and technical potential ( in kW/m2) could be calculated from the theoretical potential (). (unitless) is the packing factor, the ratio of the total PV array area to the land area PV arrays occupy. (unitless) is generator-to-system area ratio, which is the ratio of the area occupied by the PV generator (including PV arrays and the spaces between them) to the total suitable area available for the PV system. It indicates how efficiently the available area is utilized for placing PV systems. It measures how densely the PV arrays are packed within the occupied space. (unitless) is the performance ratio, the ratio of the actual generation achievable in practice to the ideal generation under no-losses conditions. Regardless of module efficiency and shading effect, it measures PV system losses from array temperature, surface soiling, panel degradation etc. is the module efficiency. is the shading factor.

In this study, the geographical and technical potential is calculated using capacity and capacity factor instead of solar irradiance and panel area, as shown below.

(3)

Here, (in kWh) is annual geographical and technical potential in the individual site ()’s area ( in m2), located within a city& county (), classified as land-use type () and PV technology type (). (in m2) is the area of the individual site. (unitless) is the area factor, which represents the proportion of the area occupied by PV systems to the total area. It has the exact same meaning of in Eqs. (2). (in m2/kW) is the density factor, which represents the area required to install 1kW of PV capacity. It indicates how densely PV systems could be installed in the given area. (unitless) is the capacity factor of a PV system, defined by the ratio of the actual power generation to theoretical power generation if the PV system has generated at its maximum power output during same period [47,48]. There are two differences between previous studies and this study in terms of calculation method. The first one is the measurement of PV installation size: PV module area (in m2) vs. PV capacity (in kW). In previous studies [sources], possibly utilized solar radiation is measured, which is represented as in Eqs. (2), while in this study possibly installed PV capacity is measured, which is represented as in Eqs. (3). The second difference is the measurement of PV system’s efficiency (%): disaggregation into performance ratio, module efficiency, and shading effect vs. capacity factor as integrated efficiency. In previous studies, energy losses associated with solar-to-electric power conversion and shading effects are represented into three parts, which is represented as in Eqs. (2), while in this study the capacity factor, definition-based parameter is applied, which is represented as in Eqs (3).

* + 1. Total area

Data for the area of individual sites is obtained from GIS-based approach as previous section describes. XX% (XXm2) of the total Gyeonggi province area (XXm2) is explored which counts totally 100,000 individual sites.

* + 1. Area factor: total area to PV system area

(See Supple)

Fig. 2 (c) shows the graphical concept of the area factor (). 100% of the total area cannot be utilized for PV system installation, since facilities that have nothing to do with PV operation or unsuitable terrain for placing PV systems in its shape and size or other reasons may be included in the total area. Such surrounding environment varies in all shapes for each individual site, making it unfeasible to investigate every site. Previous studies assume that 70% of the total area could be utilized for PV system installation, which is called generator to system ratio or area factor [41,49,50]. However, in this study, data for the area factor is calculated using actual PV installation data, or is assumed in some cases, depending on the land-use types. As a result of the review on the actual cases, for the industrial complex, logistics complex, residential complex and public building case, 54.5% of the total area is being utilized for a PV system on average. In parking lot and roadside land, 18.9% and 28.4 % of the individual site area is being utilized for a PV system respectively. The observed density factors are applied in this study. In cases of absent data, area factors are assumed using previous studies. In the cases of the mountainous area and farmland, their area factors are assumed to be 5% [51]. Considering previous studies have assumed the area factor for floating PV at various levels, ranging from 1% to 100% [52–57], this study assumes the area factor for floating PV as 25%.

* + 1. Density factor: PV system area to PV capacity

(See Supple)

Fig. 2 (d) shows the graphical concept of the density factor (). As a roof-top PV for three building types, single-family, multi-family and apartment complex, the density factors were assumed to be 11.7, 4.7 and 4.7 (m2/kW) respectively in previous studies [58]. As a conventional ground-mounted PV, the density factor was 9.57, 13.16 (kW/m2) in previous studies [59,60]. For more efficient land-use, new types of PV technologies would be considered such as PV tree [59–61] and agroPV [62–64].

In this study, the data for the density factor is calculated using the actual PV installation cases. The density factors are applied depending on the PV technology types. For the cases of roof-top and ground-mounted PV, the area of 7.23m2 and 11.50m2 is being utilized for a PV system of 1kW capacity on average respectively. The observed density factors are applied in this study. Due to the absence of case data, density factor for floating PV is assumed to be 10(m2/kW) [55].

* + 1. Capacity factor: PV capacity to PV generation

Fig. 2 (e) shows the graphical concept of the capacity factor (). PV generation is highly influenced by weather conditions, making it essential to apply capacity factors that reflect regional weather variations. Utilizing data based on electricity market performance, capacity factor data for 31 cities is applied. Over the last six years, the national average capacity factor for solar PV in South Korea was 14.2%, while Gyeonggi Province had a slightly lower average of 13.6%. Among the 31 cities within Gyeonggi Province, Hwaseong City recorded the highest average capacity factor at 14.9%, while Yangju City had the lowest at 10.8%.

다만 선행연구에서는 FPV의 area factor를 최소 1%에서부터 100%까지 variation이 큰 범위에서 검토를 한다 [52–54,56,57]. 본 연구에서는 moderate 한 값으로 선택하여 30%로 선택하였다 [52] density factor 10으로 한거는 선행연구를 참고하였다, [55,56]. FPV는 Benefits과 costs를 구분하여 설치하는 것이 중요. [56] 논문 꼭 참고할 것

텍스트, 스크린샷, 도표, 지도이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 2. Graphical concept of generation calculation method

* 1. Levelized costs of energy

To evaluate the costs of various generation technologies, the levelized cost of electricity (LCOE) is established and widely recognized as a standard metric for the economic assessment of power generation systems. KEEI에서 재생에너지의 원별, 유형별, 지역별 LCOE(발전단가)를 재무적 관점에서 조사하고 있다 [65]. LCOE에 포함되는 비용들은 capital expenditure(), operating expenditure(), interest expense(), land lease expense(), corporate tax()이 있다. 한편 분모에 위치한 발전량()은 PV의 degradation rate()을 고려하였다. Capital expenditure를 제외한 나머지 항목들은 매년 발생하는 비용 혹은 편익이므로, 수명기간(t) 동안 재무적 할인율을 적용하여 levelized 하였다[[3]](#footnote-4) (See supplementary material for details).

(4)

해당연구는 국내 지역별로 일사량과 공시지가가 다른 것을 적용하여 전국을 250개 시군구별, PV 유형별 LCOE 분석결과를 공개하였다. 본 연구의 대상지인 경기도는 42개 하위 지역으로 구분되고 (경기도는 31개의 county로 구성되어 있으나, 6개의 county는 town별로도 분석되어 있어서 총 42개의 지역), 동시에 각 지역별로 ground-mounted와 roof-top PV로 나뉘어 LCOE를 분석하였고, which is utilized in this study.

2020년 한국에서 Average LCOE of ground-mounted PV는 규모별로 최소 123.4Won/kWh (20MW 용량급), 최대 152.0Won/kWh (100kW 용량) 인것으로 나타났다. 규모별로 LCOE에 차이가 있는 것은 규모의 경제가 발생하는 것으로부터 비롯한다. 한편 LCOE는 지역별 편차가 더 크게 나타나는데, 이는 지리적요인 (일사량), 규제요인 (개발불가지역), 경제적요인 (지가)의 차이로부터 비롯한다. 경기 지역에서 최소 LCOE는 연천군 지역으로, ground-mounted PV의 경우 146Won/kWh, roof-top PV의 경우 129Won/kWh으로 나타났다. 한편 최대 LCOE는 안양시 동안구로, ground-mounted PV의 경우 1,140Won/kWh, roof-top PV의 경우 1,121Won/kWh 인 것으로 나타났다 (**Supplementary Material**). LCOE 데이터는 우선 GIS-based approach를 통해 태양광 개별적지를 찾아낸 뒤, 개별적지의 위치와 land-use type에 맞도록 LCOE를 매칭하여 활용한다.

* 1. Scenario

경기도 내 31개 city 중 12개 city가 이격거리 규제를 시행 하고 있다. 이격거리 규제의 기준이 되는 장소로는 Residential housing, Roads, Rivers, Tourist attractions, Natural parks, Educational institutions, Medical facilities, Cultural heritage, Historic sites, Public sports facilities, Natural habitation areas이 있다. Residential housing (11개 city), Roads (10개 city), Cultural heritage (6개 city)로부터의 이격거리 규제를 가장 많이 시행하고 있다. Residential housing으로부터의 이격거리는 시군별로 최소 100m, 최대 500m로 규제하고 있고, Roads와 Cultural heritage로부터의 이격거리는 100m~300m로 이격거리를 규제하고 있는 것으로 나타났다. 이격거리 규제에 적용 받고 있는 지역은 아래의 Fig. 3과 같다. 경기도 내 이격거리 규제의 영향을 살펴보기 위해 현재 이격거리 규제를 적용한 시나리오 (Current Setback)와 이격거리 규제를 적용하지 않은 시나리오 (No Setback) 두 가지를 설정하였다.

지도, 텍스트, 아틀라스이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 3. Current status of Setback regulation.

Table. 1. Scenario description

|  |  |
| --- | --- |
| Scenario | Description |
| Current Setback | PV generation potential under current setback regulation |
| No Setback | PV generation potential without Setback regulation |

Table. 2. Assumption for ----

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Land-use type | PV type | Assumed parameters for calculating potential | | | LCOE (Levelized Cost of Energy) |
| Area factor (%) | Density factor (m2/kW) | Capacity factor (%) |
| Industrial complex | Roof-top PV | 54.5 | 7.23 | Applied geographically\*  (It is applied differently depending on the city where the individual site is located.) | |
| Logistics complex |
| Residential complex |
| Public buildings |
| Mountainous area | Ground-mounted PV | 5 | 11.50 |
| Farmland | 5 |
| Parking lot | 18.9 |
| Roadside land | 28.4 |
| Water | Floating PV | 25 | 10 |

1. Results and discussion
   1. Geographical potential of PV

Table. 3은 태양광 잠재량 분석 결과를 i) 태양광 설치가능 면적, ii) 태양광 용량, iii)연간 발전량 측면에서 보여주고 있다. 첫째, 태양광 적지 면적은 Current Setback 시나리오 하에서는 682.45km2으로 나타나고, No Setback 시나리오에서는 78.42% 증가하여 1,217.60 km2 로 나타난다.이는 시나리오별로 각각 경기도 전체 면적 (10,171km2)의 6.7%, 12%에 해당하는 면적이다. 둘째, 태양광 잠재 용량은 Current Setback 시나리오에서는 8.97GW로 나타나고, No Setback 시나리오에서는 38.44% 증가하여 12.41GW로 나타난다. 이는 시나리오별로 각각 2022년까지 경기도에 보급된 태양광 용량 (1.8GW)의 4.98배, 6.89배에 해당하는 용량이다 [6]. 그리고, 경기도의 태양광 보급목표 (9GW) 달성 여부 관련하여, Current Setback 시나리오 (8.97GW)에서는 0.03GW만큼 부족한 것으로 나타나며, No Setback 시나리오 (12.41GW)에서는 충분히 달성 가능 한 것으로 나타난다. 셋째, 태양광 연간 잠재 발전량은 Current Setback 시나리오에서는 10.87TWh로 나타나고, No Setback 시나리오에서는 37.91% 증가하여 15.00TWh로 나타난다. 이는 시나리오별로 각각 2022년 경기도의 전체 전력소비량 (140.6TWh)의 7.8%, 10.7%에 해당하는 발전량이다 [66]. 그리고, 국가 탄소중립 시나리오에서 최소한으로 필요한 태양광 발전량이 449TWh이라고 가정한 것을 상기해보면 (‘Introduction’ 부분 참고), 경기도는 시나리오별로 각각 국가 탄소중립에 필요한 태양광 발전량의 2.4%, 3.3%만큼 기여할 수 있는 것으로 나타난다.

분석결과를 두가지 효율 측면, i) efficiency of land (i.e. area factor and density factor), ii) efficiency of capacity (i.e. capacity factor) 측면에서 살펴보려고 한다. First, (efficiency of land) 경기도 전체적으로 태양광설비가 얼마나 밀집되어 설치될 수 있는지 측면에서 살펴보면, Current Setback 시나리오 하에서는 76.08km2/GW (682.45km2/8.97GW)으로 나타나고, No Setback 시나리오에서는 28.96% 증가하여 98.11km2/GW (1,217.60km2/12.41GW)으로 나타난다. Setback regulation을 해제하면 태양광 설치에 필요한 단위면적이 늘어나는 것인데, 이는 No Setback 시나리오 하에서의 태양광 적지가 Current Setback 시나리오 대비 area factor는 낮고, density factor가 높은 land-use type (ex. Farmland, Mountain)을 많이 포함하고 있음을 의미한다. Table. 3을 보면 Farmland와 Mountain의 면적은 Current Setback 시나리오 대비 No Setback 시나리오에서 각각 96.52%, 87.06%증가하여, 다른 land-use type의 면적 증가율 (ex. Residential: 15.41%)보다 매우 크게 증가함을 볼 수 있다. 같은 맥락에서 Current Setback 시나리오를 기준으로 면적과 발전량을 비교해보면, Roof-top PV 부지 (Residential: 38.70km2, Industrial: 21.76km2, Logistics: 3.15km2, Public: 4.38km2)의 면적은 67.99km2 로서, Ground-mounted PV 부지 (Farmland: 290.60km2, Mountain: 266.59km2, Roadside:6.87km2, Parking: 1.40km2) 면적인 565.46km2보다 매우 작다. 하지만 발전량 측면에서는 roof-top PV부지의 발전량 (Residential: 3.49TWh, Industrial: 2.00 TWh, Logistics: 0.29 TWh, Public: 0.40 TWh)은 6.18TWh로서, Ground-mounted PV 부지의 발전량(Farmland: 1.54TWh, Mountain: 1.44TWh, Roadside: 0.20TWh, Parking: 0.03TWh)인 3.21TWh보다 1.92배만큼 크다. roof-top PV는 ground-mounted PV 대비 활용율이 높고 (area factor is assumed higher), 밀도 있게 설치 (density factor is assumed lower)되기 때문이다. 두번째, (efficiency of capacity) 설치된 용량이 태양광 에너지를 얼만큼 전기에너지로 바꿀 수 있는지 측면에서 살펴보면, Current Setback 시나리오 하에서는 1.212TWh/GW (10.87TWh/8.97GW)으로 나타나고, No Setback 시나리오 하에서는 0.25% 감소하여 1.209TWh/GW (15.00TWh/12.41GW)으로 나타난다. 유의미한 감소라고 보기는 힘들지만, 이러한 경기도 전체의 설비이용률의 감소는 No Setback 시나리오에서 상대적으로 설비이용률이 낮은 지역이 많이 포함된다는 의미다.

Table. 3. Results.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Land-use type | Area (km2, %) | | | Capacity (GW, %) | | | Generation (TWh, %) | | |
| Current Setback | No Setback | Inc (%) | Current Setback | No Setback | Inc (%) | Current Setback | No Setback | Inc (%) |
| Total | 682.45 (100%) | 1217.60  (100%) | 78.42 | 8.97  (100%) | 12.41  (100%) | 38.44 | 10.87  (100%) | 15.00  (100%) | 37.91 |
| Residential | 38.70  (5.67%) | 44.66  (3.67%) | 15.41 | 2.92  (32.54%) | 3.37  (27.12%) | 15.41 | 3.49  (32.14%) | 4.02  (26.83%) | 15.13 |
| Industrial | 21.76  (3.19%) | 25.29  (2.08%) | 16.24 | 1.64  (18.30%) | 1.91  (15.36%) | 16.24 | 2.00  (18.41%) | 2.33  (15.56%) | 16.52 |
| Logistics | 3.15  (0.46%) | 5.45  (0.45%) | 72.87 | 0.24  (2.65%) | 0.41  (3.31%) | 72.87 | 0.29  (2.62%) | 0.49  (3.28%) | 72.70 |
| Public | 4.38  (0.64%) | 5.62  (0.46%) | 28.33 | 0.33  (3.68%) | 0.42  (3.41%) | 28.33 | 0.40  (3.64%) | 0.51  (3.39%) | 28.20 |
| Farmland | 290.60  (42.58%) | 571.08  (46.90%) | 96.52 | 1.26  (14.09%) | 2.48  (20.01%) | 96.52 | 1.54  (14.17%) | 2.99  (19.91%) | 93.67 |
| Mountain | 266.59  (39.06%) | 498.68  (40.96%) | 87.06 | 1.16  (12.93%) | 2.17  (17.47%) | 87.06 | 1.44  (13.20%) | 2.65  (17.69%) | 84.81 |
| Roadside | 6.87  (1.01%) | 8.74  (0.72%) | 27.33 | 0.17  (1.89%) | 0.22  (1.74%) | 27.33 | 0.20  (1.88%) | 0.26  (1.74%) | 27.07 |
| Parking | 1.40  (0.21%) | 1.70  (0.14%) | 21.39 | 0.02  (0.26%) | 0.03  (0.23%) | 21.39 | 0.028  (0.25%) | 0.034  (0.22%) | 21.45 |
| Water | 49.00  (7.18%) | 56.37  (4.63%) | 15.04 | 1.23  (13.67%) | 1.41  (11.35%) | 15.04 | 1.49  (13.67%) | 1.71  (11.38%) | 14.86 |
| \* The numbers (%) in parentheses indicate the proportion of the total value. | | | | | | | | | |

아래 Fig. 4는 이격거리 규제가 없어졌을 때, 늘어나는 잠재발전량을 Land-use type별로 보여주고 있다. 구체적인 수치는 **오류! 참조 원본을 찾을 수 없습니다.**에도 제시되어 있으니 참고하길 바란다.

**(Residential)** 경기도는 국가 전체면적의 10.2%만 차지하고 있지만, 국가 전체 인구의 27.4%가 살고 있는 지역이다. 그 만큼 residential 건물이 많이 있음을 의미하고, Fig에서도 확인할 수 있듯이, current setback과 no setback 시나리오 모두에서 잠재 발전량이 가장 높은 Land-use type인 것으로 나타났다. Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 3.49TWh으로 나타났고, No setback 시나리오에서는 15.19% 증가하여, 4.02TWh으로 나타난다. 이는 시나리오 각각에 대해 2021년 경기도 가정부문 전력소비량 (21.13TWh)의 16.52%, 19.03% 만큼과 같은 양이다.

**(Industrial, Logistics)** Industrial과 Logistics의 잠재 발전량 RE100 달성 차원에서 중요한 부분이다. 기업들이 RE100 달성 수단으로 (어떤이유로?) 비계통연계형 PPA를 선호(source)하는 점을 고려할 때, 사업장 옥상에 바로 설치하여 자가소비를 하는 것이 유리하기 때문이다. Industrial의 경우, Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 2.00TWh으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 16.52% 증가하여 2.33TWh로 나타난다. Logistics의 경우, Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 0.29TWh로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 72.70% 증가하여 0.49TWh로 나타났다. Industrial과 Logistic의 발전 잠재량을 합쳐 보면, 시나리오 각각에 대해 2022년 산업부문 전력소비량 (74.07TWh)의 3.09%, 3.81% 만큼과 같은 양이다.

**(Farmland, Mountain)** Setback regulation 해제로 인해 잠재 발전량이 가장 많이 늘어나는 Land-use type이 Farmland와 Mountain으로 나타났다. Farmland의 경우, Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 1.54TWh으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 93.67% 증가하여, 2.99TWh로 나타난다. Mountain의 경우, Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 1.44TWh로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 84.81% 증가하여 2.65TWh로 나타난다. Farmland와 Mountain 부지에 태양광을 설치하는 경우에는 horticultural에 대한 염려를 해결하는 것이 필수과제이다 (source). Farmland의 태양광 보급을 장려하기 위해서는 농작물 생산과 태양광 발전을 동시에 가능케하는 Agro PV에 대한 경제적 편익을 강조하는 것이 필요하다. Mountain의 태양광 보급을 장려하기 위해서는 생태계 보존과 조화를 이루어 green on green conflict를 잘 다루는 것이 관건이다. 태양광이 온실가스 감축측면에서는 긍정적인 효과가 있지만, 한편으로는 온실가스 흡수, 생태계 보전 측면에서는 부정적인 측면을 갖고 있기 때문이다 [67,68].

**(Water)** 인구밀도가 높은 국내 상황을 고려할 때, 수면을 활용한 태양광 설치는 온실가스 감축을 위해 꼭 필요한 전략 중 하나이다. Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 1.49TWh으로 나타났고, No setback 시나리오에서는 14.86% 증가하여, 1.71TWh으로 나타난다. Setback regulation 해제로 인한 잠재량 증가가 가장 작게 나타나는 land-use type이다. 물이 고여 있어야 하는 reservoirs, lakes, dams의 특성상, 도심지 시설 중심으로 설정되는 이격거리 규제에 영향을 많이 받지 않는 것으로 나타난다. 다만 Farmland, Mountain 부지의 태양광과 마찬가지로 horticultural에 대한 염려와 생태계에 부정적인 영향이 고려되어야 한다. Water-surface photovoltaic (WSPV) [[4]](#footnote-5) systems reduce water temperature, dissolved oxygen, and uncovered surface area, harming plankton diversity and bird communities [69].

**(Public)** Public buildings은 정부가 소유 및 운영하고 있기 때문에, 정부 정책 의지에 따라 태양광 보급을 적극적으로 실현할 수 있는 land-use type이다. Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 0.40TWh으로 나타났고, No setback 시나리오에서는 28.20% 증가하여, 0.51TWh으로 나타난다. 이는 시나리오 각각에 대해 2022년 경기도 Public부문 전력소비량(10.01TWh)의 4.00%, 5.10% 만큼과 같은 양이다. 다른 부문에 비교적 태양광 도입의 수용성이 높은 만큼, 정부가 나서서 가장 먼저 태양광 보급 도입 추진을 고려할 수 있는 land-use type이다.

**(Roadside)** 토지 이용이 어떤 목적으로도 활용되고 있지 않고 있다는 점과 도로 주변의 토지인 바, 도로공사 소유라는 점이라는 태양광 도입을 위한 긍정적인 측면을 갖고 있다. 따라서 Public 부문과 마찬가지로 수용성이 높은 곳으로 판단된다. Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 0.20TWh으로 나타났고, No setback 시나리오에서는 27.07% 증가하여, 0.26TWh으로 나타난다.

**(Parking)** 시나리오에 상관없이 잠재 발전량이 가장 적은 land-use type으로 나타난다. Current Setback 시나리오에서의 잠재 발전량은 0.028TWh으로 나타났고, No setback 시나리오에서는 21.45% 증가하여, 0.034TWh으로 나타난다. 주차장 부문은 ground-mounted PV 설치대상으로 분류되는 land-use type (Farmland, Mountain, Roadside) 중에서 Farmland와 함께 기존의 토지 이용 목적 (i.e. parking)을 달성하면서 동시에 태양광을 설치할 수 있는 land-use type이다.

텍스트, 스크린샷, 도표, 직사각형이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 4. PV generation potential by land use type

텍스트, 지도, 폰트, 그래픽 디자인이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 5. Spatial distribution of PV generation potential

* 1. Supply curve of PV

개별부지별 태양광 적지에 지역별 유형별 LCOE (SeeMethod section)를 적용하면 아래 Fig. 6와 같이 geospatial supply curve를 도출해낼 수 있다. f점과 m점 사이의 bar chart들의 윗 선분을 이으면 Current setback 시나리오에서의 PV 공급곡선이고, f점과 n점 사이의 bar chart들의 윗 선분을 이으면 No setback 시나리오에서의 PV 공급곡선이다. 공급곡선을 토대로, 3가지 deployment strategy를 수립할 수 있다: i) price-based strategy, ii) quantity-based strategy, iii) full deployment이다 (Table. 4). 첫번째 price-based strategy는 SMP보다 낮은 LCOE를 갖는 개별부지 (시장 잠재량)에 태양광을 우선 보급하는 전략으로서, Fig. 6에서 SMP in 2023 ,(g) horizontal line in Fig. 6, 보다 아래에 위치한 bar들의 보급을 의미한다. 두번째, quantity-based strategy는 경기도에서 목표로하고 있는 9GW를 우선 보급하는 전략으로서, Fig. 6에서 (cl) line (9GW에서 예상되는 연발전량)의 왼쪽에 위치한 bar들의 보급을 의미한다. 세번째, full deployment strategy는 적지로 분석된 모든 부지에 태양광을 보급하는 전략이다. Full deployment strategy에서 Current setback 시나리오의 경우, Fig. 6의 (dm)line의 왼편, No setback 시나리오의 경우, Fig. 6의 (en) line의 왼편에 위치한 bar들을 의미한다.

3가지 전략에 대해서 다음의 3가지 측면을 살펴보고자 한다 (Table. 4): i) generation, ii) avoided emissions, iii) generation costs, iv) average costs of generation and avoided emissions (table의 종축). 첫번째 측면, generation을 살펴보면, price-based strategy에서 Current setback 시나리오에서 잠재발전량은 1.55TWh (line oa)로 가장 작았고, No Setback 시나리오에서는 161% 증가 (2.49TWh) 하여 4.04TWh (line ob)으로 나타났다. Price-based strategy의 경우, 두 시나리오 모두 Quantity target (line oc)은 달성하지 못하는 것으로 나타난다. Quantity-based strategy는 target이 quantity이므로, 시나리오들의 발전량은 10.72TWh로 같다. Full deployment strategy는 앞 절에서 살펴본 대로, Current setback 시나리오에서 발전잠재량은 10.87TWh (line od)으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 37.91% 증가 (4.13TWh)하여 15.00TWh (line oe)의 발전 잠재량이 있는 것으로 나타났다. 이격거리 규제가 발전량에 미치는 영향을 전략별로 살펴보면, 발전량의 변화량 측면에서는 Full deployment strategy가 Price-based strategy보다 이격거리 규제에 의한 영향(4.13TWh vs. 2.49TWh)을 많이 받는 것으로 나타나지만, 발전량의 변화율 측면에서는 Price-based strategy가 Full deployment보다 영향을 많이 받는 것으로 나타났다 (160.65% vs. 37.91%). 한편 시나리오를 기준으로 전략을 살펴보면, 이격거리가 있을 때는 전체 잠재발전량(10.87TWh) 중 경제성이 확보된 잠재량 (1.55TWh)의 비중은 14.26% (line oa/od)인데 반해, 이격거리가 없을 때는 그 비중이 26.93% (4.04/15.00) (line ob/oe)로 증가한다.

두번째 측면, avoided emissions란 태양광 발전량만큼, 다른 화석 에너지원을 활용하여 발전을 하지 않아도 되기 때문에, 온실가스 배출을 회피할 수 있다는 뜻이다. 계산방법은 발전량에 전력배출계수(0.4434 tCO2/MWh)를 곱하였으므로, 발전량과 비례한다 [70]. Price-based strategy의 경우, Current Setback 시나리오에서 avoided emissions은 0.69MtCO2으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 1.10MtCO2 증가하여, 1.79MtCO2 나타났다. Quantity-based strategy의 경우 시나리오간 차이가 없다. Full deployment strategy의 경우, Current Setback 시나리오에서 avoided emissions은 4.82MtCO2으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 1.83MtCO2 증가하여, 6.65MtCO2 나타났다. 이는 시나리오 각각에 대해 2021년 경기도 온실가스 배출량 (87.74MtCO2)의 5.49%, 7.58% 만큼과 같은 양이다.

세번째 측면, Generation costs는 연간 발전에 소요되는 비용을 의미하며, 발전량과 LCOE의 곱으로 계산한다. 발전량이 늘어날수록 그 비용 또한 같이 증가한다. Quantity-based strategy에서 Current setback 시나리오의 경우, 2,808.7 Million USD의 비용이 소요되고, No setback 시나리오의 경우, 1,609.4 Million USD의 비용이 소요되는 것으로 나타났다. 같은 양(10.72TWh)의 태양광 발전량을 공급하는데, 이격거리 규제를 해제하는 경우, 현재 대비 42.7%의 비용 절감을 할 수 있는 것으로 나타났다. 각 전략별로 소요되는 비용의 크기는 Fig. 6에서 면적으로 표시가 가능하며, Table. 4의 (C) column에 표시해놓았다.

넷째, 편익과 비용을 동시에 고려하기 위해서 단위비용을 살펴보아야 한다. Average costs of generation과 Average costs of avoided emissions 측면에서 단위비용이 가장 낮은 전략은 Price-based strategy의 No Setback 시나리오 (121.7USD/MWh, 274.4USD/tCO2 respectively)인 것으로 나타났다. Price-based strategy의 경우, Current Setback 시나리오에서 발전 단위당 비용이 124.3 USD/MWh으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 2.09% 감소하여 121.7USD/MWh으로 나타난다. Quantity-based strategy의 경우, Current Setback 시나리오에서 발전 단위당 비용이 261.9USD/MWh으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 42.69% 감소하여 150.1USD/MWh으로 나타난다. Full deployment strategy의 경우, Current Setback 시나리오에서 발전 단위당 비용이 270.4USD/MWh으로 나타났고, No Setback 시나리오에서는 14.68% 감소하여 230.7USD/MWh으로 나타난다. 태양광 도입 전략별로 Setback regulation 해제가 발전 단위비용의 감소율 미치는 영향은 Quantity-based strategy (42.69%), Full deployment (14.68%), price-based strategy (2.09%) 순으로 크게 나타났다. 이와 같은 Setback regulation 해제에 따른 전략별 감축 단위비용의 감소율은 발전 단위비용의 감소율 결과와 똑같다.

Table. 4. Summary table

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Deployment strategy | | Scenario | Generation  (TWh) | Avoided emissions  (MtCO2) | Generation costs  (Million USD) | Average costs of  generation  (USD/MWh) | Average costs of  avoided emissions  (USD/tCO2) |
| (A) | (B) | (C) | (C/A) | (C/B) |
| Strategic  deployment | Price-based  strategy | Current  Setback | 1.55  (oa) | 0.69 | 192.6  (oahf) | 124.3 | 280.3 |
| No  Setback | 4.04  (ob) | 1.79 | 491.2  (obif) | 121.7 | 274.4 |
| Quantity-based strategy | Current  Setback | 10.72  (oc) | 4.75 | 2,808.7  (oclf) | 261.9 | 590.8 |
| No  Setback | 10.72  (od) | 4.75 | 1,609.4  (ockf) | 150.1 | 338.5 |
| Full  deployment | | Current  Setback | 10.87  (oe) | 4.82 | 2,940.2  (odmf) | 270.4 | 609.8 |
| No  Setback | 15.00  (oe) | 6.65 | 3,459.5  (oenf) | 230.7 | 520.3 |

텍스트, 스크린샷, 도표, 그래프이(가) 표시된 사진

자동 생성된 설명

Fig. 6. Geospatial supply curve of PV generation

1. Conclusions

본 연구는 한국의 17개 시도 중에 인구가 가장 많고, 또 전력소비량이 가장 많은 지역인 경기도를 대상으로 아래와 같이 연구를 진행하였다. GIS tool을 활용하여, 경기도 내 태양광 적지를 land-use type별 개별부지 단위로 조사하였다. 태양광 설치 실사례 데이터를 토대로 Land-use type별 특성에 따라 Area factor, Density factor, Capacity factor를 계산하여, 이를 개별부지별 잠재용량과 잠재 발전량 계산에 활용하였다. 나아가 개별부지의 위치와 PV 유형에 따라 LCOE데이터를 적용하여, 개별부지 단위로 geospatial supply curve of PV generation을 도출하였다. 도출한 공급곡선을 통해 3가지 전략을 세운 뒤 전략별 benefits (i.e. generation, avoided emissions)과 costs를 분석하였다.

Setback regulation을 해제한다면, 현재 Setback regulation을 유지하는 경우에 대비해서 태양광 설치가능 면적은 78.42%, 용량은 38.44%, 발전량은 37.91% 만큼 증가하는 것으로 나타난다. 이처럼 Setback regulation 해제 시 잠재량이 늘어나기는 하지만 주어진 자원을 얼마나 효율적으로 활용하게 되는지에 대한 변화를 살펴볼 필요가 있다. 토지를 얼마나 집약적으로 사용하는지 (area factor, density factor), 또 태양광 설비가 얼마나 많은 전력을 생산하는지 (capacity factor) 단위당 평가를 통해 태양광 보급의 효율성 측면에서 평가를 진행하였다. First, Setback regulation 해제 시 Area factor는 낮고, Density factor는 높은 Farmland와 Mountain land-type의 면적이 대폭 늘어, 토지 면적당 설치 가능한 태양광 용량이 떨어져, 토지 활용의 효율성이 감소하였다. 이는 Setback regulation 해제 시, 토지사용의 효율성이 감소할 수 있고, 또 Farmland와 Mountain부지의 특성상 환경에 부정적인 영향을 초래하는 결과가 나타날 수 있음을 의미한다. 이처럼 Land-use type별 토지 효율의 차이에 따라 의도치 않은 결과가 발생할 수 있음을 고려할 때, 모든 유형에 동일한 규제를 적용하기보다는 효율성을 반영한 차별화된 규제나 인센티브 정책이 필요함을 시사한다. Setback regulation 해제에 따른 설비의 효율성 (capacity factor)도 약간 감소 (0.25%)하는 것으로 나타난다. 위와 같이 Setback regulation을 완화하면 태양광 발전 잠재량은 증가하지만, 효율성 측면에서 그 의미가 희석될 가능성이 있다. Setback regulation 해제 이후에도 이전과 같은 효율성을 유지하기 위해서는 roof-top PV의 보급을 늘릴 수 있는 방안을 고려해보는 것이 필요하다.

Setback regulation의 유/무에 상관없이 Residential 부문의 태양광 잠재량이 가장 많은 비중을 차지하는 것으로 나타났다. 따라서 정책적으로 건물 옥상 태양광 설치 지원 정책은 초기에 태양광 보급의 빠른 증가를 유도해낼 수 있는 수단이 될 수 있다. 특히 정부에서는 자가소비용 태양광이 직접 전력을 생산 및 사용을 함에도 불구하고 REC 발급이 불가능했는데, 자가 소비용 태양광에 대한 REC 도입을 공식화하고 내년부터 본격 추진할 계획이다. 이러한 정책은 자가 소비용 태양광이 많은 Residential 부문의 신규 태양광 도입을 촉진할 수 있는 중요한 정책으로 보인다. Industrial과 logistics 부문의 태양광 발전 잠재량은 기업에게 RE100 달성수단으로 중요한 전략 중 하나이다. 최근 국내에서는 분산에너지시스템 활성화를 위해 지역별 전력자급률에 근거로 하여 전력요금 차등화 방안을 논의하고 있다. 전력자급률이 낮은 경기도에 위치한 기업들은 전력요금 상승 위험으로 인한 경제적 타격을 받을 것으로 예상된다. 따라서 Industrial과 logistics 부문의 태양광 도입은 경기도 내 기업들의 RE100 달성과 비용절감이라는 두 가지 측면에서 도움이 될 수 있는 효율적인 수단이다. Farmland, Mountain, Water 부문은 환경에 대한 부정적 영향을 최소화하여 태양광 도입을 추진하는 전략이 필요하다. Public과 Roadside의 경우 정부가 소유 및 운영하고 있는 land-use type으로서 정책적 의지가 있으면 비교적 손쉽게 태양광이 보급될 수 있는 장점이 있다.

Geospatial supply curve of PV generation을 통해 경기도가 추진할 수 있는 태양광 보급 전략을 3가지(Price-based, Quantity-based, Full deployment)로 나누어 benefits (generation, avoided emissions) & costs를 평가해보았다. 경제성이 확보되는 태양광을 전부 설치하더라도, 경기도의 태양광 보급목표치를 달성하지 못하는 것으로 나타났다. 이는 경제성을 갖춘 태양광만을 통해서는 양적 목표를 달성할 수 없음을 의미하고, 따라서 태양광 보급 목표 달성을 위해서는 정부의 보다 적극적인 경제적 유인 정책이 필요한 것으로 나타났다. Price-based strategy는 Setback regulation 해제에 따라 발전 잠재량 증가율이 가장 높은 전략으로 나타났다. 이는 국가 탄소중립 목표 대비 아직 태양광 시장이 초기 단계임을 고려할 때, price-based strategy는 초기에 효율적으로 태양광 보급을 빠르게 늘릴 수 있는 전략임을 시사한다. 이와 같은 사실을 반대로 해석을 해보면, Setback regulation에 의해 발전량 감소율이 가장 큰 전략이 Price-based strategy으로 나타난 것이고, 이는 이격거리 규제가 단순히 물리적 공간의 제한을 넘어서, 경제적 타당성 제약으로 더 크게 작용할 수 있음을 의미한다.

Setback regulation이 있는 경우, 전체 발전 잠재량 중에 경제성이 확보된 비중은 14.26%인데, Setback regulation이 해제되는 경우, 그 비중이 26.93%으로 증가하는 것으로 나타난다. 이는 Setback regulation 해제가 태양광 도입의 기술적 가능성을 경제적 타당성으로 까지 확장될 수 있는 확률이 높아짐을 의미한다. Setback regulation 해제시, 경제성이 확보된 부지의 비중이 증가하여 태양광 발전의 평균 수익성이 향상될 가능성이 높아진 것이다. 이는 3가지 전략 모두에 대해, Setback regulation 해제에 따라 발전 단위당 비용이 감소한 것과 맥락을 같이한다. Setback regulation 유/무와 관계없이 발전단위당 비용이 낮은 전략은 price-based, quantity-based, full deployment strategy 순이었다. 한편 Setback regulation 해제에 따른 단위비용 절감율 효과가 큰 전략은 Quantity-based, Full deployment, price-based strategy 순이었다. price-based strategy는 높은 비용 효율성을 유지할 수 있음을 의미하지만, price-based strategy가 상대적으로 Setback regulation 해제로부터 받는 영향이 제한적임을 의미한다. 이는 price-based strategy가 태양광 보급량 확대 보다는 비용 절감을 우선시하는 전략이기 때문이다. Quantity-based strategy는 발전단위당 비용이 2번째로 높은 전략이었지만, Setback regulation 해제로 인해 보급 가능한 태양광 설비가 크게 늘어나면서 비용효율성을 극대화할 수 있는 전략으로 나타난다. Full deployment strategy는 낮은 비용 효율성을 보이고, 또 Setback regulation 해제 후에도 비용 절감율 효과가 제한적으로 나타나지만, 태양광 보급량 확대에 가장 유리한 전략이다. 이는 최대한 많은 부지에 태양광 보급을 하고자 하는 전략의 특성상 경제성이 낮은 부지도 다수 포함되어 있기 때문이다.

전략별 특성에 따라 예상되는 효과가 다르게 나타나면서, 종합적으로 살펴보면 이격거리 해제는 태양광 발전 비용 효율성을 전반적으로 개선하는 것으로 나타난다. Setback regulation 유/무에 따른 전략 선택은 비용 효율성과 보급 목표를 고려한 정책적 균형이 중요할 것으로 보인다. 단기적으로는 price-based strategy, 중기적으로는 Quantity-based strategy를 중심으로 하는 혼합 접근법이 효과적일 수 있다. 장기적 차원에서는 국가 탄소중립과 같은 보다 큰 목표 달성을 위해 Full deployment strategy를 고려해볼 필요가 있다. Setback regulation을 해제하고, Full deployment strategy전략을 선택하는 경우 6.65 MtCO2 만큼의 온실가스 감축효과가 있는 것으로 나타났다. 이는 2021년 국가 온실가스 배출량의 1%, 경기도 온실가스 배출량의 7.6%에 해당하는 양을 감축하는 효과와 같다.

본 연구에서 활용된 LCOE(Levelized Cost of Electricity) 데이터에는 일부 중요한 비용 항목들이 반영되지 않았다는 점에서 한계가 있다. 선행연구에서는 LCOE를 크게 Plant Performance, Investment-Related Cost, Operation-Related Cost, Risk & Uncertainty의 네 가지 측면에서 분류하고 있다[71]. 그러나 본 연구의 LCOE 데이터에는 다음과 같은 두 가지 주요 측면이 충분히 고려되지 않았다.

첫째, 간헐성으로 인해 발생하는 비용이 포함되지 않았다. 태양광 발전의 특성상 간헐성(intermittency)으로 인해 전력망 통합에 필요한 추가 비용, 예비력 확보 비용, 주파수 및 전압 조정 비용과 같은 Integration Cost와 Ancillary Service Cost가 발생한다. 이러한 비용은 태양광 발전이 기존 전력망과 융합되는 과정에서 시스템 전반의 안정성과 효율성을 유지하기 위해 고려되어야 하지만, 본 연구의 LCOE 데이터에는 반영되지 않았다.

둘째, 정부 보조금이나 정책적 지원의 영향을 배제하고 분석이 이루어진 점도 한계로 지적될 수 있다. 실제 태양광 발전 프로젝트는 다양한 형태의 보조금, 세제 혜택, 재정 지원 등으로 경제성이 크게 달라질 수 있다. 이로 인해 실제 태양광 발전 사업자가 체감하는 경제성을 반영하지 못하지만, 보조금 또한 정부가 지출하는 비용이기 때문에 사회 전체적인 비용측면에서는 동일하다고 할 수 있다.

**CRediT authorship contribution statement**

**Seungho Jeon:** ABC. **Gildong Hong:** ABC. **Gyeonggi Do:** AB

**Declaration of competing interest**

The authors declare that they have no know competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

**Acknowledgement**

This work was supported by the 'Gyeonggi RE100 Platform Establishment' project through the Gyeonggi Research Institute, funded by Gyeonggi-do.

References

[1] Crippa M, Guizzardi M, Pagani F, Banja M, Muntean M, Schaaf E, et al. GHG emissions of all world countries. European Union; 2023. https://doi.org/10.2760/235266.

[2] The Government of the Republic of Korea. The Republic of Korea’s enhanced update of its first NDC. 2021.

[3] The Government of the Republic of Korea. 2050 carbon neutral strategy of the Republic of Korea. 2020.

[4] IRENA. Renewable energy statistics 2023. International Renewable Energy Agency; 2023.

[5] The Government of the Republic of Korea. The 10th basic plan for electricity supply and demand. 2023.

[6] KEA. New & Renewable Energy Statistics 2022. 2023.

[7] KEA. New&renewable energy white paper. 2020.

[8] Papież M, Śmiech S, Frodyma K. Determinants of renewable energy development in the EU countries. A 20-year perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2018;91:918–34. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.075.

[9] Abdmouleh Z, Alammari RAM, Gastli A. Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015;45:249–62. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.035.

[10] Thapar S, Sharma S, Verma A. Economic and environmental effectiveness of renewable energy policy instruments: Best practices from India. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2016;66:487–98. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.025.

[11] Vasconcelos RM de, Silva LLC, González MOA, Santiso AM, de Melo DC. Environmental licensing for offshore wind farms: Guidelines and policy implications for new markets. Energy Policy 2022;171. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113248.

[12] Salvador S, Gimeno L, Sanz Larruga FJ. The influence of maritime spatial planning on the development of marine renewable energies in Portugal and Spain: Legal challenges and opportunities. Energy Policy 2019;128:316–28. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.066.

[13] deCastro M, Salvador S, Gómez-Gesteira M, Costoya X, Carvalho D, Sanz-Larruga FJ, et al. Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019;109:55–70. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.025.

[14] Hoffmann AS, Carvalho GH de, Cardoso RAF. Environmental licensing challenges for the implementation of photovoltaic solar energy projects in Brazil. Energy Policy 2019;132:1143–54. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.07.002.

[15] Snyder B, Kaiser MJ. Offshore wind power in the US: Regulatory issues and models for regulation. Energy Policy 2009;37:4442–53. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.064.

[16] Ko I. Rural opposition to landscape change from solar energy: Explaining the diffusion of setback restrictions on solar farms across South Korean counties. Energy Res Soc Sci 2023;99. https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103073.

[17] Sun H, Heng CK, Reindl T, Lau SSY. Visual impact assessment of coloured Building-integrated photovoltaics on retrofitted building facades using saliency mapping. Solar Energy 2021;228:643–58. https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.09.087.

[18] Chiabrando R, Fabrizio E, Garnero G. On the applicability of the visual impact assessment OAISPP tool to photovoltaic plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011;15:845–50. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.030.

[19] Tsoutsos T, Frantzeskaki N, Gekas V. Environmental impacts from the solar energy technologies. Energy Policy 2005;33:289–96. https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00241-6.

[20] Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. Energy Policy 2007;35:2683–91. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001.

[21] van den Berg K, Tempels B. The role of community benefits in community acceptance of multifunctional solar farms in the Netherlands. Land Use Policy 2022;122. https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2022.106344.

[22] Henni S, Staudt P, Weinhardt C. A sharing economy for residential communities with PV-coupled battery storage: Benefits, pricing and participant matching. Appl Energy 2021;301. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117351.

[23] Perger T, Wachter L, Fleischhacker A, Auer H. PV sharing in local communities: Peer-to-peer trading under consideration of the prosumers’ willingness-to-pay. Sustain Cities Soc 2021;66. https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102634.

[24] Fina B, Auer H, Friedl W. Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns. Energy 2019;189. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116148.

[25] Simpson G. Looking beyond incentives: the role of champions in the social acceptance of residential solar energy in regional Australian communities. Local Environ 2018;23:127–43. https://doi.org/10.1080/13549839.2017.1391187.

[26] Park E, Ohm JY. Factors influencing the public intention to use renewable energy technologies in South Korea: Effects of the fukushima nuclear accident. Energy Policy 2014;65:198–211. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.037.

[27] Worldbank. Population density by country. Worldbank 2024. https://data.worldbank.org/indicator/EN.POP.DNST (accessed September 26, 2024).

[28] Hong S, Lee M, Kim E. Rational setback regulations: The initial step towards RE100. 2022.

[29] Chang Y, Cho I. Assessment of setback regulation policies on solar photovoltaic deployment. 2023.

[30] Kwon K, Kim Y, Jo E. Nowhere to go: How South Korea’s siting regulations are strangling solar. 2020.

[31] KOSIS. Area by province. Korean Statistical Information Service 2024. https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT\_1ZGA17&conn\_path=I2 (accessed September 24, 2024).

[32] KOSIS. Population by province. Korean Statistical Information Service 2024.

[33] Lee CS, Lee K-W. A study on the spatial units adequacy for the regional pricing of electricity: based on electricity self-sufficiency rates by Si ‧ Gun ‧ Gu. Journal of the Economic Geographical Society of Korea 2023. https://doi.org/10.23841/egsk.2023.26.2.96.

[34] Climate Group RE100. RE100 members. Climate Group RE100 2024.

[35] GRI. Gyeonggi of Opportunity, Vision 2030. Suwon: 2023.

[36] ICLEI. Gyeonggi-do unveils ‘Gyeonggi RE100 Vision’ for a sustainable future. International Council for Local Environmental Initiatives 2023. https://talkofthecities.iclei.org/gyeonggi-do-unveils-gyeonggi-re100-vision-for-a-sustainable-future/ (accessed September 12, 2024).

[37] Wang T, Wang Y, Wang K, Fu S, Ding L. Five-dimensional assessment of China’s centralized and distributed photovoltaic potential: From solar irradiation to CO2 mitigation. Appl Energy 2024;356. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122326.

[38] Denholm P, Margolis R. Supply Curves for Rooftop Solar PV-Generated Electricity for the Supply Curves for Rooftop Solar PV-Generated Electricity for the United States United States. 2008.

[39] Sun Y wei, Hof A, Wang R, Liu J, Lin Y jie, Yang D wei. GIS-based approach for potential analysis of solar PV generation at the regional scale: A case study of Fujian Province. Energy Policy 2013;58:248–59. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.002.

[40] Mattsson N, Verendel V, Hedenus F, Reichenberg L. An autopilot for energy models – Automatic generation of renewable supply curves, hourly capacity factors and hourly synthetic electricity demand for arbitrary world regions. Energy Strategy Reviews 2021;33. https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100606.

[41] Martín-Chivelet N. Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. Energy 2016;94:233–42. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.108.

[42] Wang P, Yu P, Huang L, Zhang Y. An integrated technical, economic, and environmental framework for evaluating the rooftop photovoltaic potential of old residential buildings. J Environ Manage 2022;317. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.115296.

[43] Martín-Chivelet N. Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. Energy 2016;94:233–42. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.108.

[44] Yang Q, Huang T, Wang S, Li J, Dai S, Wright S, et al. A GIS-based high spatial resolution assessment of large-scale PV generation potential in China. Appl Energy 2019;247:254–69. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.005.

[45] Bennett C, Blanchet J, Trowell K, Bergthorson J. Decarbonizing Canada’s energy supply and exports with solar PV and e-fuels. Renew Energy 2023;217. https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119178.

[46] Wang P, Zhang S, Pu Y, Cao S, Zhang Y. Estimation of photovoltaic power generation potential in 2020 and 2030 using land resource changes: An empirical study from China. Energy 2021;219. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119611.

[47] Edalati S, Ameri M, Iranmanesh M. Comparative performance investigation of mono- and poly-crystalline silicon photovoltaic modules for use in grid-connected photovoltaic systems in dry climates. Appl Energy 2015;160:255–65. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.064.

[48] Mussard M, Amara M. Performance of solar photovoltaic modules under arid climatic conditions: A review. Solar Energy 2018;174:409–21. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.071.

[49] Dhunny AZ, Doorga JRS, Allam Z, Lollchund MR, Boojhawon R. Identification of optimal wind, solar and hybrid wind-solar farming sites using fuzzy logic modelling. Energy 2019;188. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116056.

[50] Saraswat SK, Digalwar AK, Yadav SS, Kumar G. MCDM and GIS based modelling technique for assessment of solar and wind farm locations in India. Renew Energy 2021;169:865–84. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.056.

[51] Chatzipanagi A, Taylor N, Jaeger-Waldau. Overview of the Potential and Challenges for Agri-Photovoltaics in the European Union. Luxembourg: 2023. https://doi.org/10.2760/208702.

[52] Jin Y, Hu S, Ziegler AD, Gibson L, Campbell JE, Xu R, et al. Energy production and water savings from floating solar photovoltaics on global reservoirs. Nat Sustain 2023;6:865–74. https://doi.org/10.1038/s41893-023-01089-6.

[53] Gonzalez Sanchez R, Kougias I, Moner-Girona M, Fahl F, Jäger-Waldau A. Assessment of floating solar photovoltaics potential in existing hydropower reservoirs in Africa. Renew Energy 2021;169:687–99. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.041.

[54] Kakoulaki G, Gonzalez Sanchez R, Gracia Amillo A, Szabo S, De Felice M, Farinosi F, et al. Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2023;171. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112989.

[55] Almeida RM, Schmitt R, Grodsky SM, Flecker AS, Gomes CP, Zhao L, et al. Floating solar power could help fight climate change — let’s get it right. Nature 2022;606:246–9. https://doi.org/10.1038/d41586-022-01525-1.

[56] Woolway RI, Zhao G, Rocha SMG, Thackeray SJ, Armstrong A. Decarbonization potential of floating solar photovoltaics on lakes worldwide. Nature Water 2024;2:566–76. https://doi.org/10.1038/s44221-024-00251-4.

[57] López M, Soto F, Hernández ZA. Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain. J Clean Prod 2022;340. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130752.

[58] D’Agostino D, Parker D, Melià P, Dotelli G. Optimizing photovoltaic electric generation and roof insulation in existing residential buildings. Energy Build 2022;255. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111652.

[59] Vyas M, Chowdhury S, Verma A, Jain VK. Solar Photovoltaic Tree: Urban PV power plants to increase power to land occupancy ratio. Renew Energy 2022;190:283–93. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.129.

[60] Almadhhachi M, Seres I, Farkas I. Sunflower solar tree vs. flat PV module: A comprehensive analysis of performance, efficiency, and land savings in urban solar integration. Results in Engineering 2024;21. https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101742.

[61] Ibrahim MM, Ashor K. NEW generation of solar energy: Investigation and implementation of artificial solar tree application in Egypt. Solar Energy 2024;278. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112787.

[62] Anusuya K, Vijayakumar K, Leenus Jesu Martin M, Manikandan S. Agrophotovoltaics: enhancing solar land use efficiency for energy food water nexus. Renewable Energy Focus 2024;50. https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100600.

[63] Safat Dipta S, Schoenlaub J, Habibur Rahaman M, Uddin A. Estimating the potential for semitransparent organic solar cells in agrophotovoltaic greenhouses. Appl Energy 2022;328. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120208.

[64] Junedi MM, Ludin NA, Hamid NH, Kathleen PR, Hasila J, Ahmad Affandi NA. Environmental and economic performance assessment of integrated conventional solar photovoltaic and agrophotovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2022;168. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112799.

[65] Lee G, Lim D. Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast System for Expansion of Renewable Energy(2/5). Ulsan: 2021.

[66] KEEI. Yearbook of Regional Energy Statistics. 2023.

[67] Klingler M, Ameli N, Rickman J, Schmidt J. Large-scale green grabbing for wind and solar photovoltaic development in Brazil. Nat Sustain 2024;7:747–57. https://doi.org/10.1038/s41893-024-01346-2.

[68] Neri M, Jameli D, Bernard E, Melo FPL. Green versus green? Adverting potential conflicts between wind power generation and biodiversity conservation in Brazil. Perspect Ecol Conserv 2019;17:131–5. https://doi.org/10.1016/j.pecon.2019.08.004.

[69] Yang S, Zhang Y, Tian D, Liu Z, Ma Z. Water-surface photovoltaic systems have affected water physical and chemical properties and biodiversity. Commun Earth Environ 2024;5. https://doi.org/10.1038/s43247-024-01811-y.

[70] Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea. Approved National Greenhouse Gas Emission and Absorption Factors. Cheongju: 2021.

[71] Shen W, Chen X, Qiu J, Hayward JA, Sayeef S, Osman P, et al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2020;133. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301.

1. \* Corresponding author.

   *E-mail addresses:* [shjeon@gri.re.kr](mailto:shjeon@gri.re.kr) (S. Jeon), [email@gri.re.kr](mailto:email@gri.re.kr) (G. Hong), [email@gri.re.kr](mailto:email@gri.re.kr) (G. Do) [↑](#footnote-ref-2)
2. 우선 잠재량은 다음의 두 가지로 나뉘는데, i) 기술 잠재량은 태양광 패널의 기술 (예:패널의 변환 효율) 및 지리적 제약 (예:습지 지역) 조건을 반영한 결과이고, ii) 시장 잠재량은 기술 잠재량에 추가적으로 정책적 (예:보호구역 규제, 이격거리 규제), 경제적 (예:LCOE, SMP) 요인을 추가로 반영한 결과이다. [↑](#footnote-ref-3)
3. The discount rate is applied to electricity generation in the formula not to discount the physical output itself, but to account for the time value of the economic revenue generated from that output, as revenue today holds greater value than revenue in the future. [↑](#footnote-ref-4)
4. Water-surface photovoltaic (WSPV) systems are categorized into floating photovoltaic systems (FPVs), where PV panels are installed on floating materials atop the water surface, and pile-mounted photovoltaic systems (PMPVs), where PV panels are fixed onto piles rather than floating. [↑](#footnote-ref-5)