

# 수소도시 내 마이크로 히트그리드 구성 방안 및 최적 규모 산정 연구

이종준<sup>1†</sup> · 임슬예<sup>1</sup> · 신경아<sup>1</sup> · 김남웅<sup>2</sup> · 김도형<sup>2</sup> · 박철규<sup>2</sup>

<sup>1</sup>한국지역난방공사 미래개발원, <sup>2</sup>한국지역난방공사 탄소중립처

## A Study for Analysis of Micro Heat Grid Configuration and Deduction of Optimal Size in Hydrogen Cities

JONGJUN LEE<sup>1†</sup>, SEUL-YE LIM<sup>1</sup>, KYOUNG A SHIN<sup>1</sup>, NAMWOONG KIM<sup>2</sup>, DO HYEONG KIM<sup>2</sup>, CHEOL GYU PARK<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Frontier Research & Training Inst., Korea District Heating Corp., 92 Gigok-ro, Giheung-gu, Yongin 17099, Korea

<sup>2</sup>Carbon Neutrality Dept., Korea District Heating Corp., 88 Pangyo-ro 228beon-gil, Bundang-gu, Seongnam 13487, Korea

†Corresponding author :  
leejj1023@kdhc.co.kr

Received 10 November, 2022

Revised 13 December, 2022

Accepted 23 December, 2022

**Abstract >>** In response to climate change, the world is continuing efforts to reduce fossil fuels, expand renewable energy, and improve energy efficiency with the goal of achieving carbon neutrality. In particular, R&D is being made on the value chain covering the entire cycle of hydrogen production, storage, transportation, and utilization in order to shift the energy supply system to focus on hydrogen energy. Hydrogen-based energy sources can produce heat and electricity at the same time, so it is possible to utilize heat energy, which can increase overall efficiency. In this study, calculation of the optimal scale for hydrogen-based cogeneration and the composition of heat sources were reviewed. It refers to a method of the optimal heat source size according to the external heat supply and heat storage to be considered. The results of this study can be used as basic data for establishing a hydrogen-based energy supply model in the future.

**Key words :** Hydrogen(수소), District heating(지역난방), Cogeneration(열병합), Zero carbon(무탄소), Heat accumulator(축열조), Fuel cell(연료전지)

### 1. 서론

전 세계적으로 기후 변화에 의한 이상 기온이 발생하는 가운데 각국 정부는 현 상황을 기후위기로 규정하고 탄소배출량을 저감하기 위한 노력을 가속화하고 있다. 기후 변화 당사국총회를 통하여 각국 정부는 지구의 온도상승을 산업화 이전 대비 1.5°C 상승

이하로 제한하기로 합의하였으며 이에 따라 우리 정부는 2030 국가 온실가스 감축 목표(nationally determined contributions NDC)를 통하여 2030년 이산화탄소 배출량을 2018년 대비 40% 이상 감축하는 수준으로 유지 관리함으로써 지속 가능한 성장방안을 제시하고, 이를 이행하고자 노력하고 있다<sup>1)</sup>. 현재 탄소배출량을 감축하기 위해서 제시되고 있는 다양한 방안들

중 가장 대표적인 것으로 신재생에너지로의 전환과 원자력 발전 및 수소연료 등 무탄소 연료의 사용에 대한 논의가 활발하게 이루어지고 있으며, 우리 정부에서도 수소경제를 활성화시키기 위한 노력이 진행되고 있다<sup>2,3)</sup>.

수소는 우주상에 가장 많이 존재하는 원소로써 질량 기준으로 우주의 약 75%를 차지하는 것으로 알려져 있는 물질이다. 원자량은 1.008로 원자 중 가장 가벼운 물질이다<sup>4)</sup>. 특히 수소의 경우 기존에 사용되었던 대표적인 연료인 탄소를 포함하지 않아 매우 청정한 연료로 분류된다. 이러한 이유로 세계 각국에서는 1973년 석유파동 이후로 지속적으로 수소에 대한 연구를 진행시켜 왔다. 아이슬란드의 경우에는 1999년부터 수소에너지의 사용을 국책사업으로 추진하여 왔으며<sup>5)</sup>, GE는 1990년대 후반부터 IGCC (integrated gasification combined cycle)를 상용화하여 왔다. 알려져 있는 바와 같이 IGCC를 통하여 생산되는 합성가스(syngas)는 대부분 일산화탄소와 수소로 구성되어 있으며 수성가스전환(water gas shift WGS)반응을 통하여 일산화탄소를 수소로 전환하는 것이 가능하다. 최근에는 수소터빈의 개발도 활성화하여 부피 비 60%까지는 혼소가 가능한 것으로 알려져 있다<sup>6-9)</sup>. 지멘스 역시 2030년 100% 수소 전소 터빈의 개발을 추진 중인 것으로 알려져 있다. 또한 지멘스는 2020년 EU펀드인 HYFLEXPOWER 프로젝트를 통하여 자사의 SGT-400 플랫폼을 이용한 소형 수소터빈의 개발을 추진하고 있는 것으로 알려져 있다<sup>10,11)</sup>. MHPS의 경우 2027년까지 네덜란드 Magnum 복합화력발전 수소전소 전환계획을 가지고 있으며<sup>12)</sup>, 미국 Delta, Utah Coal Gas Hydrogen Long Term Transition 프로젝트(2020)를 통하여 기존 석탄화력을 천연가스와 수소 혼소 발전으로 전환하고 최종적으로 수소 전소로 개조하려고 한다<sup>13)</sup>. 이미 Kawasaki의 경우에는 자사의 1MW급 터빈을 수소 전소터빈으로 개조하여 고베시 Port island에 실증 완료하였다<sup>14)</sup>.

이론적으로 수소는 수소와 산소의 연소 혹은 화학적 결합을 통하여 에너지를 생산하고, 동시에 물과 열을 생산하므로 이산화탄소와 같은 온실가스를 배

출하지 않는 것으로 알려져 있다. 또한 선행 연구에 따르면 수소는 Wobbe index가 메탄과 유사한 물질로써 이는 현재의 탄소화합물 연료를 대체할 수 있는 충분한 가능성을 가지고 있는 물질이다<sup>15)</sup>. 다만 지구 상에는 대부분 다른 물질과 결합하여 물(H<sub>2</sub>O), 혹은 탄소화합물(CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 등) 상태로 존재한다. 또한 수소의 화학적 특성과 물리적 특성을 고려할 때 수소의 이송과 분배 역시 고려해야 한다. 마지막으로 수소를 이용하여 에너지화 하는 시스템의 구축이 필요하다. 결국 수소가 우리 사회 안에서 천연가스를 대체하는 에너지 원으로 활용되기 위해서는 수소의 생산과 이송, 분배에 이르기까지 전 주기에 걸친 연구가 선행되어야 하며 이미 정부 주도로 수소 활용을 위하여 전 주기에 걸쳐 다양한 연구가 국내에서 추진되거나 수행되고 있다. 산업통상자원부는 수소의 생산, 이송, 활용 등 전 주기에 걸친 수소기술의 개발을 지원하고 있고, 국토교통부는 재정 사업으로 2020년부터 3개 지자체(울산, 안산, 전주·완주)를 선정하여 도심에서 수소를 활용하는 과정에서 발생 가능한 다양한 사안들을 점검하는 리빙랩 실증을 진행하고 있다<sup>16)</sup>. 이 과정에서 수소의 원활한 보급과 활용을 위한 다양한 연구<sup>17-20)</sup>가 진행되고 있으며, 대규모 수소 활용을 위한 수소터빈 관련 연구 역시 활발히 진행 중이다<sup>21)</sup>. 그러나 수소를 도심에서 효과적으로 활용하기 위해서는 수소 에너지원의 전력생산과정에서 발생하는 열에너지의 활용을 고려하는 것이 중요하다. 결국 마이크로 열병합발전의 활용이 필수적이며, 이를 위해서는 수소연료전지를 활용한 마이크로 히트그리드의 구성에 대한 고려가 필요하다.

이에 본 연구에서는 수소의 생산, 이송 기술이 활성화된 이후 수소를 활용하는 도시의 구축 과정에서 고려해야 할 수소 도시의 최적 규모 산정 및 열원의 구성을 검토하였다. 수소 연료전지를 활용하여 열을 공급할 때 고려하여야 할 보조 열원의 유무와 열 저장장치의 유무에 따른 최적 열원규모 산정 방법에 대하여 고찰하였다.

## 2. 모델링

### 2.1 시스템 모델링

수소도시에 에너지를 공급하기 위한 가장 효율적인 방법은 수소를 기반으로 작동하는 열병합 시설을 활용하여 열과 전기를 생산하고, 이를 수용가에 전달하는 방식이다. 이를 위해서는 수용가의 규모를 파악하고, 수용가에서 활용하게 될 에너지의 양을 산정하는 과정이 필요하다. 본 논문에서는 전력보다는 열의 사용에 중점을 두고 에너지의 양을 검토하였으며, 수용가에서의 열 사용량을 계산하기 위해서 산업통상자원부 고시 열사용 기준<sup>22)</sup>을 활용하였으며 Table 1에 첨부하였다. 이를 바탕으로 수소를 사용하는 집단 에너지 마이크로 히트그리드의 열원 규모를 산정하여 본 논문에서 제시하였으며, 에너지원의 규모 산정은 Fig. 1과 같은 과정을 거쳐 수행하였다. 실제 수용가의 경우 주택의 형태나 종류 및 지역적인 특성에 따라 열사용량의 산정 지표가 다르게 적용되고 있으며 이는 Table 1에서 확인 가능하다. 본 연구에서는

대표적인 주택의 형태를 고려하여 국민주택규모 이하인 59m<sup>2</sup>, 84m<sup>2</sup> 규모의 공동주택으로 가정하여 해석을 수행하였다.

열공급을 위한 동시열부하( $H_{s,c}$ ) 계산은 다음과 같이 수행하였다.

먼저 단위세대의 평형정보를 반영하여 전체 열공급 면적을 산정하고, 여기에 단위 난방열부하를 적용하여 최대열부하를 아래와 같이 산정한다.

$$A_h = A_u \times N_u \tag{1}$$

식 (1)에서  $A_u$ 는 단위세대 면적,  $N_u$ 는 단위 세대를 나타낸다. 다음으로 식 (2)를 활용하여 최대 열부하( $H_{m,h}$ )를 계산하였다.

$$H_{m,h} = (\sum(A_h \times H_{s,u}) + \sum(A_h \times H_{w,u})) \times \epsilon_u \tag{2}$$

식 (2)에서  $A_h$ 는 전체난방면적,  $H_{s,u}$ 는 단위 난방열부하,  $H_{w,u}$ 는 단위 급탕열부하,  $\epsilon_u$ 는 난방면적

**Table 1.** Unit heating load standard for multi-unit dwellings

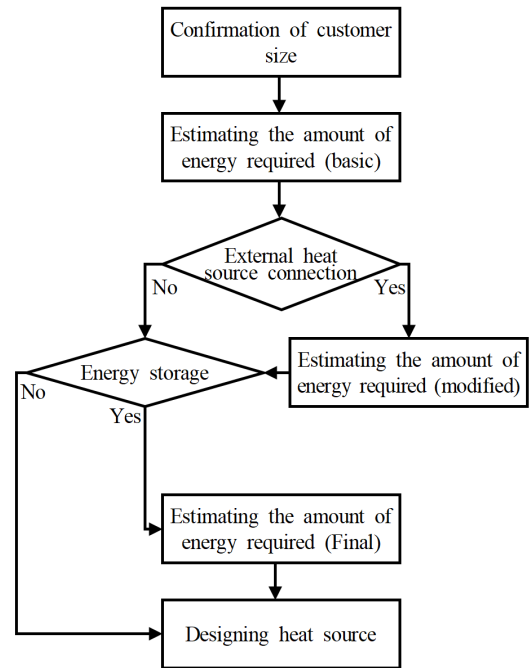
| Index               | Heating Area (m <sup>2</sup> ) | Unit heating load (kcal/m <sup>2</sup> ·hr) |      |      |      |
|---------------------|--------------------------------|---|------|------|------|
|                     |                                | A   | B    | C    | D    |
| Apartment           | Over 85m <sup>2</sup>          | 41.9  | 38.6 | 35.2 | 33.0 |
|                     | 60~85m <sup>2</sup>            | 43.0  | 39.4 | 36.2 | 33.7 |
|                     | Under 60m <sup>2</sup>         | 44.7  | 41.1 | 37.6 | 35.2 |
| House               | Over 85m <sup>2</sup>          | 44.1  | 40.3 | 37.1 | 34.5 |
|                     | Under 85m <sup>2</sup>         | 46.9  | 42.8 | 39.5 | 36.8 |
| Unit hot-water load |                                | 15.0  | 15.0 | 15.0 | 15.0 |

※A: Sejong, Yangju, Cheorwon, Paju, Namyangju, Yecheon, Asan

B: Andong, Goyang, Chuncheon, Daejeon, Yongin, Ansan, Uijeongbu, Yeongwol, Seosan, Wonju, Gyeongju, Gimpo, Uiwang, Suncheon, Osan, Icheon, Guri, Hanam, Gwacheon, Jeonju, Chungju, Suwon, Jinju, Gumi, Cheongju, Pyeongtaek

C: Sokcho, Hwaseong, Gangneung, Cheonan, Daegu, Seoul, Siheung, Gunsan, Seongnam, Anyang, Uljin, Ulsan, Gwangmyeong, Incheon, Bucheon, Gwangju, Gunpo

D: Pohang, Gimhae, Yangsan, Busan, Yeosu, Mokpo, Changwon - For areas other than the above, the standard for neighboring areas is applied, and Jeju Island is determined separately.



**Fig. 1.** Flow chart of estimating energy requirement for heat source design

비율을 나타낸다.

해당 값을 활용하여 동시열부하 계산은 식 (3)과 같이 수행하였으며  $\theta_c$ 는 동시부하율,  $L_d$ 는 수송손실률을 나타낸다.

$$H_{s,c} = \frac{H_{m,h} \times \theta_c}{1 - L_d} \quad (3)$$

난방 최대부하와 급탕 최대부하는 다음과 같이 정의된다. 또한 동시급탕부하  $H_{w,c}$ 는 식 (6)으로 표현하였다.

$$H_s = A_h \times H_{s,u} \times \epsilon_u \quad (4)$$

$$H_w = A_h \times H_{w,u} \times \epsilon_u \quad (5)$$

$$H_{w,c} = \frac{H_w \times \theta_c}{1 - L_d} \quad (6)$$

전체 열에너지에서 급탕이 차지하는 비율( $\pi$ )은 식 (7)과 같으며, 식 (8)은 최대부하율을 나타낸다.

$$\pi = \frac{H_w}{H_s + H_w} \quad (7)$$

$$\theta_m = \frac{\theta_c}{1 - L_d} \quad (8)$$

단위난방부하( $H_{s,u}$ )와 단위급탕부하( $H_{w,u}$ )는 Table 1에서 확인 가능하다. 연구에서 계산에 활용한 주요 가정들은 Table 2에 정리하였다. 단위 세대별 난방면적비율( $\epsilon_u$ )은 해당 세대 전체 단면적 중 난방이 공급

**Table 2.** Assumptions for heat load calculation

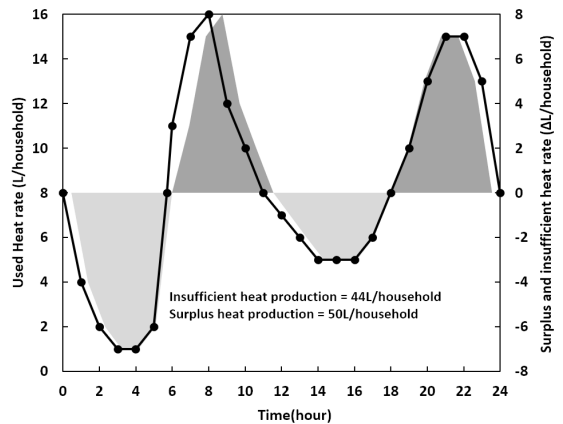
| Parameters   | Description of parameters          | Ratio(%) |
|--------------|------------------------------------|----------|
| $\epsilon_u$ | Household heating application rate | 95       |
| $L_d$        | Heat loss rate                     | 4        |
| $\theta_c$   | Simultaneous heat-load factor      | 80       |

되는 면적을 나타내며, 수송손실율( $L_d$ )은 열배관에 서의 열 손실율을 의미한다. 최대부하률( $\theta_m$ )은 모든 세대가 동시에 난방과 급탕을 최대한 사용하는 경우를 가정한 부하율을 의미하고, 동시부하률( $\theta_c$ )은 실제 모든 세대에서 동시에 사용하는 현실적인 난방과 급탕의 비율을 의미한다.

## 2.2 열저장장치 적용에 따른 열수요 변화

일반적으로 현재 활용되고 있는 대형 열병합 발전 시스템의 경우 열저장 장치인 축열조를 활용하여 잉여로 생산된 열을 저장하고, 열이 부족할 때 활용한다. 난방용 열 수요의 경우 외기 온도의 변화, 사용처의 종류 등 다양한 요인에 따라서 월별, 일별, 시간별 사용량이 크게 달라지는 특성이 있다<sup>23)</sup>. 반면 일반적인 열병합 발전시스템의 경우 열 생산은 균일하게 이뤄진다. 특히 연료전지의 경우 가스터빈 기반의 열병합 발전소보다 이러한 특성은 더욱 두드러질 것으로 예상됨에 따라 생산되는 열을 보다 효과적으로 활용하고, 열생산 시설의 규모를 줄이기 위해서는 열저장장치의 적용을 고려하는 것이 필요하다.

Fig. 2에 개별사용자의 일일 열수요 패턴을 도시하였다<sup>24)</sup>. 알려진 바와 같이 일일 열수요 패턴은 주로 오전 시간대와 저녁 시간대에 집중되어 있으며, 낮 시간대와 야간 시간대에는 열 사용이 거의 없는



**Fig. 2.** Daily heat demand pattern of individual user and compensation for heat demand according to heat storage

것을 확인할 수 있다. 연료전지에서 생산되는 열을 보다 효과적으로 활용하기 위해서는 최대 열부하에 맞추어 열원을 설계하는 것보다는 일일 생산되는 열을 최대한 활용할 수 있는 방향으로 설계하는 것이 바람직하다. Fig. 2에서 확인 가능한 것처럼 개별사용자의 최대 온수 사용량은 약 16 L/h 규모이며 50% 규모인 8L/h를 기준으로 24시간 사용규모를 비교해 보았다. 즉 최대 열수요의 절반은 열원에서 공급하고, 절반의 수요는 열저장을 통하여 공급하는 상황을 가정하였다. Fig. 2에서 확인할 수 있는 것과 같이 전체 열수요 중 부족한 열수요는 44 L, 잉여 열수요는 50L로 확인되었으며 이는 충분한 용량의 축열조를 활용하는 경우 열원의 규모를 절반 이상 줄일 수 있다는 것을 의미한다. 이러한 이유로 본 연구에서는 분산형 열병합 시스템을 활용하는 마이크로 히트그리드의 구성 요소로써 분산형 열 생산 시설, 외부로부터 열공급이 가능한 열 네트워크 그리고 열저장이 가능한 분산형 열저장장치의 세 가지 요소로 구분하고 그 적용 여부에 따라 4개의 case를 구분하였다.

### 2.3 시스템 구성요소에 따른 해석 대상

본 연구에서는 수소도시의 규모 산정을 위하여 다양한 지역에서 발생 가능한 열부하를 산정하였다. 현실적인 최대열부하를 산정하기 위하여 수소도시의 규모는 1,000세대로, 국민주택 이하 규모의 대표적인 공동주택 면적인 59m<sup>2</sup>와 84m<sup>2</sup>만 건설되는 것으로 가정하였으며, 59m<sup>2</sup> 단독인 경우를  $\alpha$ , 59m<sup>2</sup>와 84m<sup>2</sup> 각각 50%인 경우를  $\beta$ , 84m<sup>2</sup> 단독인 경우를  $\gamma$ 로 정

의하였다. A-D 지역의 각 규모별 열부하와 전력부하, 그에 따른 필요 연료전지 대수 및 신재생에너지 적용율을 고려하기 위하여 네 개의 case를 아래와 같이 고려하였으며 각각의 case에 대한 개략도를 Fig. 3에 도시하였다.

- 1) Case1: Independent micro heat network
- 2) Case2: Independent network with heat storage
- 3) Case3: Connecting to outside heat source
- 4) Case4: Outside heat source with heat storage

열병합 발전설비는 국내 제작사인 D사의 수소전용 연료전지(phosphoric acid fuel cell PAFC)를 활용하는 것으로 가정하여 해석을 수행하였다. 해당 연료전지의 전력/열 생산량은 제작사의 공식 자료<sup>25)</sup>를 활용하였으며 전력생산량 440 kW, 열 생산량은 0.265 Gcal/h로 가정하였다. 해당 연료전지 스펙은 Table 3에 나타내었다. 해당 연구에서는 일정 규모를 가지는 독립형 열네트워크를 구성하는 것을 가정하고 필요한 열량과 그에 따른 연료전지 규모, 그리고 그에 따른 신재생에너지 대체율을 산정하는 것이 그 목적이므로 경제성에 대한 고려나, 열 또는 전력수요의 변화에 따른 분석은 배제하고 연구를 수행하였다.

Table 3. The specification of fuel cell ("D" company)

|       | Net power | Efficiency | Heating value (LHV) | Fuel flow |
|-------|-----------|------------|---------------------|-----------|
| Unit  | kW        | %          | kJ/kg               | kg/s      |
| Value | 440       | 45         | 119,960             | 0.00815   |

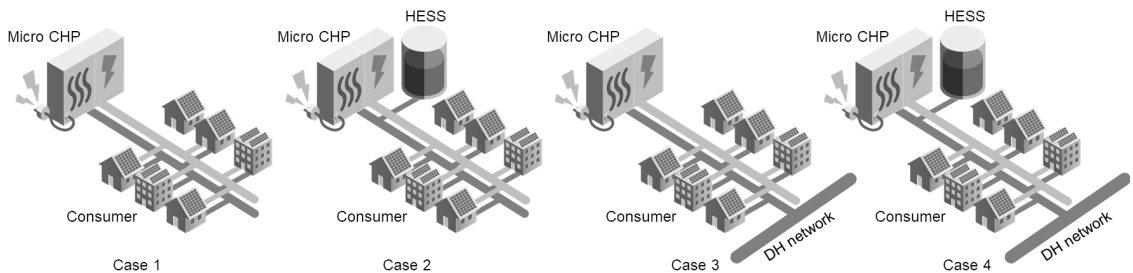


Fig. 3. System configurations of each cases

### 3. 결과 및 고찰

#### 3.1 독립형 열네트워크

독립형 열네트워크의 경우 네트워크 내부에 열이 부족하더라도 외부에서 공급이 불가능한 구조를 가지기 때문에 동절기에 최대로 발생 가능한 모든 열을 분산형 열병합시스템에서 공급해야 한다. Case1과 2는 해당 상황을 가정하고 해석을 수행하여 Table 4에 그 결과를 나타내었다. Case1의 경우는 열저장 없는 독립열원의 열공급을 가정하였고, Case2는 열저장을 포함하는 독립열원의 열공급을 나타내었다. 열부하는 최대 열부하가 아닌 동시 열부하를 기준으로 열 사용량을 계산하였다. Case1의 경우, 작은 평수로만 구성된  $\alpha$ 의 경우 각 지역에 따라 열부하는 약 2.4-2.9 Gcal/h로 예상되었으며 이 경우 필요 연료전지 대수는 약 10-11대 수준인 것으로 예측되었다. 대

형 평수로만 구성된  $\gamma$ 의 경우 각 지역에 따라 열부하는 약 3.3-3.9 Gcal/h이며 이 경우 필요 연료전지 대수는 약 13-15대 수준이다. 결국 독립형 열네트워크를 구성하는 경우 필요한 연료전지의 수는 최소 10대에서 최대 15대 수준이며 발전 용량은 약 4.4-6.6 MW 수준이다.

Case2는 독립 열원 구성에서 난방과 급탕의 50% 수준의 열은 열저장을 통하여 확보하는 것으로 가정한 해석 결과이다. 열저장장치의 경우 현재는 상압의 온수를 저장하는 방식을 주로 활용하고 있기 때문에 열저장장치의 설치를 위해서는 잘 단열된 대형 물탱크가 필요하며 이는 설치비용 및 상당한 규모의 설치 부지가 필요하므로 일정 수준 이상의 열저장장치의 설치는 현실적으로 불가능하지만, 본 연구에서는 실증 설치에 대한 경제성 분석은 배제하고 전체 부하의 50%를 열저장을 통하여 공급한다고 가정하였기 때문에 Table 4에서 나타내는 필요 열용량은 결국

Table 4. Heat load calculation results of independent heat network

|          | Unit                      | Independent heat network only (Case1) |       |       |       | Independent network with heat storage (Case2) |       |       |       |       |
|----------|---------------------------|---------------------------------------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|-------|
|          |                           | A                                     | B     | C     | D     | A   | B     | C     | D     |       |
| $\alpha$ | Heating                   | Gcal/h                                | 2.505 | 2.304 | 2.107 | 1.973   | 2.505 | 2.304 | 2.107 | 1.973 |
|          | Hot water                 | Gcal/h                                | 0.841 | 0.841 | 0.841 | 0.841   | 0.841 | 0.841 | 0.841 | 0.841 |
|          | Max load                  | Gcal/h                                | 3.346 | 3.144 | 2.948 | 2.814   | 3.346 | 3.144 | 2.948 | 2.814 |
|          | Simultaneous load         | Gcal/h                                | 2.848 | 2.676 | 2.509 | 2.395   | 1.424 | 1.338 | 1.255 | 1.197 |
|          | Hot-water ratio ( $\pi$ ) | %                                     | 25.1  | 26.7  | 28.5  | 29.9  | 25.1  | 26.7  | 28.5  | 29.9  |
|          | Required # of FC          | Number                                | 11    | 11    | 10    | 10  | 6     | 6     | 5     | 5     |
| $\beta$  | Heating                   | Gcal/h                                | 2.968 | 2.724 | 2.498 | 2.331   | 2.968 | 2.724 | 2.498 | 2.331 |
|          | Hot water                 | Gcal/h                                | 1.019 | 1.019 | 1.019 | 1.019   | 1.019 | 1.019 | 1.019 | 1.019 |
|          | Max load                  | Gcal/h                                | 3.987 | 3.743 | 3.517 | 3.350   | 3.987 | 3.743 | 3.517 | 3.350 |
|          | Simultaneous load         | Gcal/h                                | 3.393 | 3.185 | 2.993 | 2.851   | 1.697 | 1.593 | 1.497 | 1.426 |
|          | Hot-water ratio ( $\pi$ ) | %                                     | 25.6  | 27.2  | 29.0  | 30.4  | 25.6  | 27.2  | 29.0  | 30.4  |
|          | Required # of FC          | Number                                | 13    | 13    | 12    | 11  | 7     | 7     | 6     | 6     |
| $\gamma$ | Heating                   | Gcal/h                                | 3.431 | 3.144 | 2.889 | 2.689   | 3.431 | 3.144 | 2.889 | 2.689 |
|          | Hot water                 | Gcal/h                                | 1.197 | 1.197 | 1.197 | 1.197   | 1.197 | 1.197 | 1.197 | 1.197 |
|          | Max load                  | Gcal/h                                | 4.628 | 4.341 | 4.086 | 3.886   | 4.628 | 4.341 | 4.086 | 3.886 |
|          | Simultaneous load         | Gcal/h                                | 3.939 | 3.695 | 3.477 | 3.307   | 1.970 | 1.847 | 1.739 | 1.654 |
|          | Hot-water ratio ( $\pi$ ) | %                                     | 25.9  | 27.6  | 29.3  | 30.8  | 25.9  | 27.6  | 29.3  | 30.8  |
|          | Required # of FC          | Number                                | 15    | 14    | 14    | 13  | 8     | 7     | 7     | 7     |

열저장장치의 용량과 동일하다. 따라서 열 저장장치의 경우 최소 1.2-2.0 Gcal/h 수준의 규모가 필요한 것으로 파악된다. 이 때 필요한 열 수요량 역시 약 1.2-2.0 Gcal/h 수준으로 해당 열량을 공급하기 위한 연료전지 대수는 약 5-8대 수준이며, 발전 용량은 약 2.2-3.5 MW 수준일 것으로 짐작할 수 있다. 이는 1,000세대 규모의 공동주택을 위한 분산형 연료전지 발전설비로서는 여전히 큰 규모의 시설투자가 필요한 것으로 보인다. 특히 열저장장치의 경우 2 Gcal/h의 열을 약 6시간 축열하고 방열해야 할 것으로 예상됨에 따라 12 Gcal 수준의 열저장장치가 필요하다. 열 저장 매체를 물로 가정하고, 물의 비열은 4.18 kJ/kg·°C로, 저온열네트워크의 공급과 회수온도를 각각 70°C, 45°C로 가정하면  $\Delta T$ 는 25°C이므로 이 때의 열저장장치 규모는 약 300-500 ton 규모가 필요하며 이는 매우 큰 수치이다. Case1, 2 모두의 경우에서 난방과 급탕의 비율은 약 25-30%의 비율을 나타내고 있다. 급탕의 경우 계절의 영향을 상대적으로 덜 받는다는 것을 고려하면 이는 전체 열사용량을 기준으로 일정 수준의 열수요를 확보할 수 있다는 것을 의미한다. 또한, 분산형 에너지시설에서 약 30% 수준의 급탕을 공급하게 설계하고 모자라는 열은 외부에서 공급하는 형태로 시스템을 설계하는 것이 가장 효과적인

방법으로 판단된다.

### 3.2 연계형 열네트워크

앞절의 독립형 모델이 1,000세대의 사용자에게 필요한 열 전체를 공급하는 형태였다면, 본 절에서는 일정 수준의 열공급은 외부에서 공급되는 형태의 연계형 열네트워크 시스템에 대하여 검토하였다. 이는 앞절의 급탕비율( $\pi$ )에 따른 가장 효율적으로 열을 활용할 수 있는 경우를 가정한 것이다. 본 연구에서는 선행 연구<sup>23)</sup>에서 알려진 바와 같이 하절기의 난방 수요가 거의 없다고 가정하고, 하절기 급탕과 동절기 급탕수요는 거의 일정하다고 가정하는 경우, 연료전지로는 동시급탕부하만을 감당하고, 부족한 열은 외부에서 공급받는 시스템을 가정하여 필요 열량과 그에 따른 연료전지 규모를 검토하였다. 외부로부터 공급되는 열의 종류는 현재의 집단에너지(지역난방)일 수도 있으며, 소각열-산업폐열이나, power to heat(P2H) 등 다양하게 검토 가능하다.

열 수요 계산결과는 Table 5에서 확인 가능하다. Case1,2와 마찬가지로 연계 열원만 있는 경우는 Case3으로, 열원과 열저장장치를 동시에 고려한 경우는 Case4로 나타내었다. 급탕의 경우에는 각 지역

Table 5. Heat load calculation results of connecting to outside heat source heat network

|          | Unit              | Hot water supply only (Case3) |       |       |       | Hot water supply with heat storage (Case4) |       |       |       |       |
|----------|-------------------|-------------------------------|-------|-------|-------|--|-------|-------|-------|-------|
|          |                   | A                             | B     | C     | D     | A  | B     | C     | D     |       |
| $\alpha$ | Simultaneous load | Gcal/h                        | 2.848 | 2.676 | 2.509 | 2.395                                      | 2.848 | 2.676 | 2.509 | 2.395 |
|          | Outsourcing       | Gcal/h                        | 2.132 | 1.961 | 1.794 | 1.679                                      | 2.132 | 1.961 | 1.794 | 1.679 |
|          | Supplying by FC   | Gcal/h                        | 0.716 | 0.716 | 0.716 | 0.716                                      | 0.358 | 0.358 | 0.358 | 0.358 |
|          | Required # of FC  | Number                        | 3     | 3     | 3     | 3  | 2     | 2     | 2     | 2     |
| $\beta$  | Simultaneous load | Gcal/h                        | 3.393 | 3.185 | 2.993 | 2.851                                      | 3.393 | 3.185 | 2.993 | 2.851 |
|          | Outsourcing       | Gcal/h                        | 2.526 | 2.318 | 2.126 | 1.984                                      | 2.526 | 2.318 | 2.126 | 1.984 |
|          | Supplying by FC   | Gcal/h                        | 0.867 | 0.867 | 0.867 | 0.867                                      | 0.434 | 0.434 | 0.434 | 0.434 |
|          | Required # of FC  | Number                        | 4     | 4     | 4     | 4  | 2     | 2     | 2     | 2     |
| $\gamma$ | Simultaneous load | Gcal/h                        | 3.939 | 3.695 | 3.477 | 3.307                                      | 3.939 | 3.695 | 3.477 | 3.307 |
|          | Outsourcing       | Gcal/h                        | 2.920 | 2.676 | 2.459 | 2.289                                      | 2.920 | 2.676 | 2.459 | 2.289 |
|          | Supplying by FC   | Gcal/h                        | 1.019 | 1.019 | 1.019 | 1.019                                      | 0.509 | 0.509 | 0.509 | 0.509 |
|          | Required # of FC  | Number                        | 4     | 4     | 4     | 4  | 2     | 2     | 2     | 2     |

별로 평균 온도의 차이에 따라 발생하는 필요 난방 열량에서 차이가 남에도 불구하고, 급탕의 사용량은 거의 일정하므로 기준이 동일하게 설정되어 있어 지역과 상관없이 급탕에 필요한 열량은 동일하게 적용되었으며, 그에 따른 필요 연료전지 설비의 규모도 동일하게 약 3-4대가 필요할 것으로 예상된다. 이는 전력으로 전환하면 약 1.3-1.8 MW의 용량으로써 분산발전소의 규모로 볼 때 적절할 것으로 예상된다. 열 저장장치에 의하여 50% 수준의 열은 저장하여 공급한다고 가정하면 필요한 연료전지의 규모는 더욱 작아져서 2대의 연료전지로 1,000세대의 열을 공급하는 것이 가능할 것으로 예상할 수 있으며, 이 때의 전력용량은 약 880 kW 수준이다. 앞 절에서와 마찬가지로 열저장장치의 용량을 예측하면 0.4-0.5 Gcal/h의 열을 방열해야 하고, 6시간 수준의 열저장 용량을 보유한다고 가정할 때 약 2-3 Gcal를 저장해야 함에 따라 약 80-120 ton 규모의 열저장장치가 필요하다.

### 3.3 신재생에너지 대체율을 고려한 연계형 열네트워크

본절에서는 각각의 케이스에 따른 신재생 에너지 대체율을 고찰하였다. 즉, 1,000세대의 사용자가 사용하는 전체 전력과 열사용량을 바탕으로 분산형 열

병합설비에서 공급되는 전력과 열이 100% 신재생에너지라고 가정할 경우 신재생에너지의 대체율이 어느 정도인지를 검토하였다. 전력의 경우 한국 전력의 빅데이터<sup>26)</sup>를 활용하여 전국 가구평균 월평균 전력사용량인 236.135 kWh/월을 적용하였다. 즉, 가구당 약 7.9 kWh/일의 전력을 사용하고 있는 것으로, 1,000세대의 전력 사용량은 약 7,900 kWh/일 수준이다. 해당 데이터를 바탕으로 작은 평형(59m<sup>2</sup>) 1,000세대로 구성된 분산형 에너지네트워크 모델( $\alpha$ )의 필요 에너지량과 에너지 생산량을 계산하여 신재생에너지 대체율을 검토하였다. 본절에서는 일간 필요한 열량을 기준으로 작성한 것으로써 열저장장치에 의한 열 분배가 반영된 수치로 판단하여 Case4를 사용하였으며, 현재 전력과 달리 열거래가 이루어지지 않는 현실을 반영하여 과도하게 생산되는 전력은 외부에 판매하는 것으로, 열은 자연적으로 소실되는 것으로 가정하였다. 전체 시스템의 에너지 비율을 비교하기 위하여 전력과 열의 단위를 동일하게 변환하여 Table 6에 나타내었다. 전력에 비하여 열의 필요량이 10배 가까이 높은 것을 확인할 수 있으며, 전력과 열의 생산비율이 약 0.7 수준인 연료전지의 생산량을 고려할 때 Case1의 경우에는 전력의 대체율은 1,400%, 열은 100% 정도이며 이 때 수소연료전지에 의한 전체 에

Table 6. The renewable energy replacement rate of small-size area( $\alpha$ ) apartment model

|   | # of FC | Energy requirement |            |             | Energy generation |            |             | Renewables replacement rate |          |           |     |
|---|---------|--------------------|------------|-------------|-------------------|------------|-------------|-----------------------------|----------|-----------|-----|
|   |         | Electricity (kWh)  | Heat (kWh) | Total (kWh) | Electricity (kWh) | Heat (kWh) | Total (kWh) | Electricity (%)             | Heat (%) | Total (%) |     |
| Case1   | A       | 11                 | 7,871      | 79,474      | 87,345            | 116,160    | 81,349      | 197,509                     | 1,476    | 102       | 226 |
|   | B       |                    | 7,871      | 74,682      | 82,553            | 116,160    | 81,349      | 197,509                     | 1,476    | 109       | 239 |
|   | C       |                    | 7,871      | 70,022      | 77,893            | 105,600    | 73,954      | 179,554                     | 1,342    | 106       | 231 |
|   | D       |                    | 7,871      | 66,827      | 74,699            | 105,600    | 73,954      | 179,554                     | 1,342    | 111       | 240 |
| Case4<br>(hot water supply with heat storage) | A       | 2                  | 7,871      | 79,474      | 87,345            | 21,120     | 14,791      | 35,911                      | 268      | 19        | 41  |
|   | B       |                    | 7,871      | 74,682      | 82,553            | 21,120     | 14,791      | 35,911                      | 268      | 20        | 44  |
|   | C       |                    | 7,871      | 70,022      | 77,893            | 21,120     | 14,791      | 35,911                      | 268      | 21        | 46  |
|   | D       |                    | 7,871      | 66,827      | 74,699            | 21,120     | 14,791      | 35,911                      | 268      | 22        | 48  |
| Case 4<br>(considering replacement rate)      | A       | 4.9                | 7,871      | 79,474      | 87,345            | 51,744     | 36,237      | 87,981                      | 657      | 46        | 101 |
|   | B       | 4.6                | 7,871      | 74,682      | 82,553            | 48,576     | 34,019      | 82,595                      | 617      | 46        | 100 |
|   | C       | 4.4                | 7,871      | 70,022      | 77,893            | 46,464     | 32,540      | 79,004                      | 590      | 46        | 101 |
|   | D       | 4.2                | 7,871      | 66,827      | 74,699            | 44,352     | 31,060      | 75,412                      | 563      | 46        | 101 |



너지의 대체율은 약 200% 수준인 것을 알 수 있다. 수소연료전지는 신재생에너지의 하나로써 수소연료전지에 의한 전력생산량이 높아도 열에너지의 요구량이 높아 전체 신재생에너지 대체율은 다소 낮아지는 경향을 보인다. 이와 유사하게 Case4의 경우에는 전력에 의한 대체율이 약 270% 수준이지만, 열 에너지의 대체율이 약 20% 수준이기 때문에 전체 에너지의 대체율은 약 65-70%로 나타났다. 결국 효과적인 에너지의 생산과 지역 에너지의 대체율 측면에서 해당 분산에너지 시스템의 목적에 맞게 시스템의 최적 규모를 산정하는 것이 필요하다. 단, 외부에서 공급되는 열이 재생에너지에 의한 경우, 외부 공급 에너지의 대체율 인정 여부에 대한 논의가 필요할 것으로 판단된다. 또한 열저장장치를 고려하는 경우 연료전지 설치 대수가 감소하는 것을 감안한다면 재생에너지 대체율은 감소하는 경향을 나타낼 것으로 예상할 수 있다.

결국 재생에너지 대체율이 100%가 되는 수준의 분산형 에너지시설을 고려하여 최적의 열연계량을 산출하고 그에 따른 열수요와 연료전지 발전시설의 규모를 산정하였다. 독립형의 경우 열을 추가로 확보할 수 없기 때문에 재생에너지 대체율 역시 고정적일 수 밖에 없으므로 외부 연계열의 양에 따라 재생에너지 대체율이 변화하는 Case4를 바탕으로 해석을 수행하였다. 추가로 생산되는 열에너지는 난방에 활용하는 것으로 가정하였다. 이 경우 지역과 상관없이 열에너지의 대체율은 약 46%로 수렴하는 결과를 얻었고 440 kW 연료전지 기준으로, 4.2-4.5대의 연료전지 설비가 필요한 것을 확인하였다.

#### 4. 결론

본 연구를 통하여 수소연료전지 기반의 분산형 에너지네트워크를 구성하기 위한 최적의 규모를 분석하였다. 에너지 사용에 있어 전력대비 열의 비중이 높고, 외기온도, 세대 크기 및 규모에 따라 열 사용량이 변화하는 주거용 건물의 특성을 고려하여 해석을 수행하여 다음과 같은 결과를 확인하였다.

1) 외부 열공급이 없는 독립형 분산에너지 시스템의 경우 지역분포 및 세대구분에 따라 2.4-3.9 Gcal/h의 열 생산이 필요하며 국내 D사의 PAFC 기준으로 약 10 -15대의 연료전지 발전설비가 필요하다. 열저장장치를 고려하는 경우 50% 감소한 5-8대의 설비가 필요하지만 약 300 -500 ton 규모의 열저장장치가 필요하다.

2) 외부 열공급 및 분산에너지 시스템은 급탕만을 공급하는 것으로 가정하는 경우 연료전지 발전설비는 약 3-4대 수준이며, 축열조를 고려한 경우에는 약 2대의 연료전지 발전설비로 열 공급이 가능하다.

3) 열저장장치가 없는 독립형 및 연계형 모델의 재생에너지 대체율을 검토한 결과 독립형은 약 220-240%, 연계형은 약 40-50% 수준의 재생에너지 대체율을 나타내었다. 이는 가구별 소비 전력량 대비 필요한 열량이 높기 때문이며, 열에너지의 공급률에 따라 재생에너지 대체율 100%를 달성할 수 있는 설계가 가능하다.

5) 후속연구를 통하여 마이크로 열병합 발전시설 경제성 및 수요 변화 예측을 추진할 계획이다.

#### 후 기

본 연구는 2021년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제이다(No. 20213030030270).

#### References

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, "2030 Nationally Determined Contribution(NDC) upgrade plan", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021. Retrieved from [http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs\\_cd\\_n=81&bbs\\_seq\\_n=164693](http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=164693).
2. Ministry of Trade, Industry and Energy, "2050 Carbon Neutral Scenario", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021. Retrieved from [http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs\\_cd\\_n=81&bbs\\_seq\\_n=164693](http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=164693).
3. Ministry of Trade, Industry and Energy, "Korea Hydrogen Economy Roadmap", Ministry of Trade, Industry and

- Energy, 2019. Retrieved from [http://www.motie.go.kr/motie/nc/press/press2/bbs/bbsView.do?bbs\\_seq\\_n=161262&bbs\\_cd\\_n=81&currentPage=1&search\\_key\\_n=&cate\\_n=&dept\\_v=&search\\_val\\_v=](http://www.motie.go.kr/motie/nc/press/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=161262&bbs_cd_n=81&currentPage=1&search_key_n=&cate_n=&dept_v=&search_val_v=).
4. Webelements, "Webelements Periodic Table : Hydrogen", Accessed September 19. Retrieved from <https://www.webelements.com/hydrogen/>.
  5. B. D. Solomon and A. Banerjee, "A global survey of hydrogen energy research, development and policy", Energy policy, Vol. 34, No. 7, 2006, pp. 781-792, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.007>.
  6. R. Jones, T. Raddings, and J. Dicampfi, "Fuel Flexibility Concepts and Experience for Power Generation with Hydrogen Based Fuels.", Power-Gen Europe, 2013.
  7. R. Jones, J. Goldmeer, and B. Monetti, "Addressing Gas Turbine Fuel Flexibility(GER4601 revB)", GE Power, 2011. Retrieved from [https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en\\_US/downloads/gas-new-site/resources/reference/ger-4601b-addressing-gas-turbine-fuel-flexibility-version-b.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/resources/reference/ger-4601b-addressing-gas-turbine-fuel-flexibility-version-b.pdf).
  8. J. DiCampfi, "Aeroderivative Gas Turbine Fuel Flexibility", Power Engineering, 2013. Retrieved from <https://www.power-eng.com/coal/aeroderivative-gas-turbine-fuel-flexibility/#gref>.
  9. J. Goldmeer, "Power to gas: Hydrogen for power generation(GEA33861)", GE Power, 2019. Retrieved from [https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en\\_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf).
  10. ETN Global, "Hydrogen gas turbines : the path towards a zero-carbon gas turbine", ETN Global, 2020. Retrieved from <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/02/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>.
  11. K. Bohan, E. V. Klapdor, B. Prade, A. Haeggmark, G. Bulat, N. Prasad, M. Welch, P. Adamsson, and T. Johnke, "HYFLEXPOWER: The world's first integrated power-to-X-to-power hydrogen gas turbine demonstrator", Siemens Gas and Power Engie Solutions and Centrax Ltd, 2020, <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator>.
  12. M. Nose, T. Kawakami, S. Nakamura, H. Kuroki, M. Kataoka, and M. Yuri, "Development of Hydrogen/Ammonia Firing Gas Turbine for Decarbonized Society", Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol. 58, No. 3, 2021. Retrieved from <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e583/e583030.pdf>.
  13. T. Stuttard, "MHPS wins CCGT award for Utah coal-gas-hydrogen long-term transition project", Power Engineering, 2020, Retrieved from <https://www.power-eng.com/gas/mhps-wins-ccgt-award-for-utah-coal-gas-hydrogen-long-term-transition-project/#gref>.
  14. A. Horikawa, K. Okada, M. Ashikaga, M. Yamaguchi, Y. Douura, and Y. Akebi, "Hydrogen utilization - development of hydrogen fueled power generation technologies", Kawasaki Technical Review, No. 182, 2021, pp. 41-46. Retrieved from [https://www.kawasaki-gasturbine.de/files/KAWASAKI\\_TECHNICAL\\_REVIEW\\_No\\_182.pdf](https://www.kawasaki-gasturbine.de/files/KAWASAKI_TECHNICAL_REVIEW_No_182.pdf).
  15. A. Valera-Medina, D. G. Pugh, P. Marsh, G. Bulat, and P. Bowen, "Preliminary study on lean premixed combustion of ammonia-hydrogen for swirling gas turbine combustors", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 38, 2017, pp. 24495-24503, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.028>.
  16. E. J. Yoon, "KRIHS ISSUE REPORT: Policy Trends and Implications of Korea & International Hydrogen City", Korea Research Institute for Human Settlements(KRIHS), No. 45, 2021. Retrieved from [https://www.krihs.re.kr/gallery.es?mid=a10103080000&bid=0024&list\\_no=27833&act=view](https://www.krihs.re.kr/gallery.es?mid=a10103080000&bid=0024&list_no=27833&act=view).
  17. H. M. Park, S. H. Kim, B. I. Kim, S. H. Lee, H. J. Lee, and Y. D. Yoo, "An Economic Analysis for Establishing a Hydrogen Supply Plan in the Metropolitan Area", Trans. of Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 3, 2022, pp. 183-201, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.3.183>.
  18. S. H. Kim, J. H. Kim, and H. Y. Shin, "Exploring Strategies for implementing hydrogen society based on psychological attitudes towards hydrogen fuel: focused on risk perception, familiarity and acceptability", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 4, 2022, pp. 267-283, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.4.267>.
  19. B. M. Kang, C. H. Jeong, S. W. Ha, H. D. Jin, H. M. Kim, and D. W. Jeong, "Financial analysis and validity study for the introduction of liquid hydrogen in changwon city", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 4, 2022, pp. 293-300, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.4.293>.
  20. H. W. Lee and J. H. Kim, "A study on implementation plan of clean hydrogen certification system", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 4, 2022, pp. 301-308, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.4.301>.
  21. Y. J. Joo, M. Y. Kim, J. K. Park, S. I. Park, and J. G. Shin, "Hydrogen enriched gas turbine: core technologies and R&D trend", Trans. of Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 31, No. 4, 2020, pp. 351-362, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.4.351>.
  22. Ministry of Trade, Industry and Energy, "Business Plan Guide for Integrated Energy", Ministry of Trade, Industry

- and Energy, 2018. Retrieved from [https://www.motie.go.kr/motie/ms/nt/gosi/bbs/bbsView.do?bbs\\_cd\\_n=5&bbs\\_seq\\_n=63326](https://www.motie.go.kr/motie/ms/nt/gosi/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=5&bbs_seq_n=63326).
23. S. H. Song, K. S. Shin, J. H. Lee, Y. J. Jung, J. S. Lee, and S. M. Yoon, "Development of short-term heat demand forecasting model using real-time demand Information from calorimeters", *The Journal of Bigdata*, Vol.5, No.2, 2020, pp.17-27, doi: <https://doi.org/10.36498/kbigdt.2020.5.2.17>.
  24. S. Y. Park and H. S. Yoo, "Field application of a latent heat storage tank for load shaving of domestic hot water supply in district heating", *The Plant Journal*, Vol.17, No.2, 2021, pp.42-47. Retrieved from <http://www.koreascience.kr/article/JAKO202123157210825.page?&lang=ko>.
  25. Doosan Fuel Cell, "Building your tomorrow today, doosan fuel cell sustainability Report 2022", Doosan Fuel Cell, 2022, pp. 35-37. Retrieved from <https://www.doosanfuelcell.com/kr/sustainability/sust-0101/>.
  26. Bigdata Kepco, "The average power consumption per household", Accessed Oct 14, 2022. Retrieved from <https://bigdata.kepco.co.kr/cmsmain.do?scode=S01&pcode=000171&ps Tate=L&redirect=Y>.