

## 해상풍력단지 내부그리드의 전력손실비용에 관한 연구

(A Study on the Power Loss Cost of Inner-Grid in the Offshore Wind Farm)

신제석\* · 김성열 · 배인수\*\*

(Je-Seok Shin · Sung-Yul Kim · In-Su Bae)

### Abstract

The cross-section area of cable in the Offshore Wind Farm (OWF) is smaller than that in the onshore wind farm. Because the power loss in OWF is large relatively, the power loss is a key element for the economic evaluation of OWF design. The availability of wind turbine in OWF and the size of OWF are larger than those of onshore wind farm. If the economic evaluation of OWF ignores the availability of wind turbines, the power loss cost of OWF is overpriced. Since there are so many wind turbines, also, the calculation of power loss should be more accurate.

In this paper, a method to calculate power loss is proposed for the design of big and complex inner-grid in OWF. The 99.5MW OWF is used for case study to see what effect the proposed method have on the power loss cost.

Key Words : Offshore Wind Farm, Power Loss Cost, Inner Grid, Availability

### 1. 서 론

해상풍력단지는 구성하는 요소는 풍력터빈, 내부그리드(풍력터빈과 해상변전소 간 해저케이블 계통), 해상변전소, 외부그리드(해상변전소와 육지계통 간 해저케이블 계통)로 크게 분류할 수 있다[1-2]. 해상풍력

단지 내부그리드의 해저케이블에서 발생하는 전력손실을 계산하는 방식은 풍력단지를 대상으로 하는 전력손실과 큰 차이는 없다. 그러나 육상의 풍력단지와의 비교한 차이점은 우선 해저케이블의 규격(단면적)이 상대적으로 작다는 것이다. 육상케이블과 달리 해저케이블은 상대적으로 가격이 비싸고 케이블을 해저에 설치하는 과정에서 더 많은 공사비용을 소요하기 때문에, 최대한 적은 규격으로 최대한 짧은 거리에 해저케이블을 설치하게 된다[2-3]. 전력손실이 육상의 풍력단지에 비해 상대적으로 크기 때문에, 해상풍력단지 설계에서 경제성을 평가하기 위해서는 전력손실비용에 대한 고려가 더욱 중요하다. 또한 해상에 존재하는 풍력터빈의 가용률이 상대적으로 낮고 단지의 규모가 상대적으로 크다는 특징이 있다[4-5]. 풍력터빈의 가용률을 무시할 경우 전력손실비용이 과다하게 도출될

\* 주저자 : 한양대학교 전기공학과 박사과정  
\*\* 교신저자 : 강원대학교 전기공학과 조교수  
\* Main author : PhD student, Department of Electrical Eng. Hanyang University  
\*\* Corresponding author : Professor, Department of Electrical Eng. Kangwon National University  
Tel : 033-570-6347, Fax : 033-574-7270  
E-mail : isbae@kangwon.ac.kr  
접수일자 : 2014년 1월 22일  
1차심사 : 2014년 1월 28일, 2차심사 : 2014년 2월 24일  
심사완료 : 2014년 3월 3일

우려가 있으며, 풍력터빈의 개수가 많으므로 가용률을 고려할 때 보다 정확한 수식이 필요하다.

이에 본 논문에서는 해외 해상풍력단지 설계에 활용되는 전력손실비용 수식[6]을 기반으로 하여, 복잡하고 규모가 큰 해상풍력단지 내부그리드에 적용할 수 있도록 수식을 검증하고 개선하였다. 또한 99.5MW 해상풍력단지 내부그리드를 대상으로 사례연구를 통해, 개선한 기법이 기존 기법에 비해 전력손실비용에 어떤 영향을 미치는지 검토하였다.

## 2. 기존의 전력손실비용 계산식

참고문헌 [6]에 의하면 해상풍력단지의 해저케이블에서 발생하는 전력손실로 인한 일정 기간 동안의 손해비용은 다음의 수식 (1)과 같다. 단 케이블의 전압은 정격전압으로 항상 일정하다고 가정하였으며, 유지보수나 사고로 인해 케이블을 사용하지 않는 시간은 무시하고 항상 케이블로 전류가 흐르고 있다고 가정한다. 해저케이블의 가용률은 고장률  $0.0012\text{f/yr} \cdot \text{km}$ , 고장시간 2달을 가정할 경우 1km 길이당 약 0.02% 수준이므로 풍력터빈의 가용률 90~95%에 비해 매우 낮다. 사례연구에서 제시한 99.5MW 해상풍력단지 모의계통의 경우 내부그리드의 총 해저케이블 길이가 23.1km인데, 23.1km 단일 해저케이블의 경우도 가용률은 0.46% 수준이다[7].

$$CCL = k \cdot nc \cdot r_c \cdot L_c \cdot \left( \frac{A_W \cdot P_W^M}{V \cdot pf} \right)^2 \cdot \delta \cdot T \cdot cec \quad (1)$$

- 여기서  $CCL$  : 해저케이블에서의 전력손실비용
- $k$  : 전류의 종류(직류 or 교류)에 따른 계수  
(1 for HVAC, 0.5 for HVDC)
- $nc$  : 케이블의 회선수
- $r_c$  : 평균 온도에서의 단위 길이당 케이블 저항
- $L_c$  : 케이블의 길이
- $A_W$  : 풍력터빈 가용률
- $P_W^M$  : 케이블에 흐르는 최대 3상 유효전력
- $V$  : 케이블의 정격 선간전압

- $pf$  : 역률 (for HVDC :  $pf = 1$ )
- $\delta$  : 손실계수
- $T$  : 총 시간
- $cec$  : 단위 전력에너지의 가격

본 논문에서는 HVAC만을 고려하므로  $k$  계수는 1의 값을 가지며,  $k$  계수에 대한 자세한 설명은 생략한다. 또한 풍력터빈 가용률  $A_W$ 와 손실계수  $\delta$ 는 뒤에서 자세히 다루도록 한다. 식 (1)이 도출되는 과정을 본 논문에서 구성해보면 다음과 같다[8-9].

$$CCL = k \cdot nc \cdot P_{loss}^{ave} \cdot T \cdot cec \quad (2)$$

$$P_{loss}^{ave} = P_{loss}^{max} \cdot \delta \quad (3)$$

$$P_{loss}^{max} = 3 \cdot R_c \cdot (I^{max})^2 \quad (4)$$

$$R_c = r_c \cdot L_c \quad (5)$$

$$I^{max} = \frac{P_W^M}{\sqrt{3} V \cdot pf} \quad (6)$$

- 여기서  $P_{loss}^{ave}$  : 케이블 1회선의 평균 손실전력
- $P_{loss}^{max}$  : 케이블 1회선의 최대 손실전력
- $R_c$  : 평균 온도에서 케이블 1선의 총 저항
- $I^{max}$  : 케이블에 흐르는 최대 단상 전류

유효전력과 손실전력은 3상 기준의 값이지만, 전류와 저항은 단상 기준의 값임에 유의해야 한다. (식 (5)~(6)을 대입한) 식 (4)를 식 (3)에 대입한 후 식 (3)을 식 (2)에 대입하면 식 (1)과 동일함을 알 수 있다.

식 (3)과 같이 최대 손실전력을 평균 손실전력으로 환산시켜주는 역할을 하는, 손실계수의 정의는 다음과 같다.

$$\delta = \frac{\int_0^T (I(t))^2 dt}{(I^{max})^2 \cdot T} \quad (7)$$

여기서  $I(t)$  : 시간 t에서 케이블에 흐르는 단상 전류

식 (7)에 식 (6)을 대입하여 정리하면 식 (8)과 같다.

$$\delta = \frac{\int_0^T \left( \frac{P_W(t)}{\sqrt{3} V \cdot pf} \right)^2 dt}{\left( \frac{P_W^M}{\sqrt{3} V \cdot pf} \right)^2 \cdot T} = \frac{\int_0^T (P_W(t))^2 dt}{(P_W^M)^2 \cdot T} \quad (8)$$

여기서  $P_W(t)$ : 시간  $t$ 에서 케이블에 흐르는 3상 유효전력

식 (2) 같이 총 전력손실비용은 평균 손실전력에 총 시간  $T$ 와 단가  $cec$ 를 곱해서 구한다. 손실계수  $\delta$ 없이 평균 손실전력을 간편하게 구하기 위한 목적으로, 식 (1)의  $P_W^M$  자리에 최대 유효전력 대신 평균 유효전력을 대입하는 오류에 주의해야 한다.

### 3. 전력손실비용에서 풍력터빈의 가용률

해상풍력단지의 해저케이블 전력손실을 계산하는 해외의 식 (1)에는 풍력터빈의 가용률이 포함되어 있다. 풍력터빈의 가용률이 상대적으로 높은 육상풍력단지에서는 가용률을 무시하고 전력손실을 계산할 수도 있지만, 가혹한 환경적 조건으로 인한 잦은 고장과 (낮은 접근성, 불편한 작업환경 등으로 인해) 고장시 소요되는 긴 복구기간으로 인해 해상에서의 풍력터빈은 가용률은 90~95% 수준으로 상대적으로 낮다. 풍력터빈의 고장은 연간 총 전력생산량에도 영향을 미치지만, 풍력터빈의 고장으로 인한 전력조류 감소는 전력손실도 함께 감소시킨다. 정격출력 5MW의 풍력터빈 1기에서 생산한 전력만 흐르는 가장 간단한 형태의 해저케이블을 가정하여, 풍력터빈의 가용률을 고려한 전력손실비용을 구하면 다음과 같다.

$$CCL = P_s \cdot CCL'(P_W^M=5) + P_f \cdot CCL'(P_W^M=0) \quad (9)$$

여기서  $CCL'$ : 식 (1)에서  $A_W$ 만 제외한 수식  
 $P_s$ : 풍력터빈이 정상적으로 동작할 확률  
 $P_f$ : 풍력터빈에서 고장이 발생할 확률

풍력터빈의 정상동작 확률  $P_s$ 는 풍력터빈의 가용률  $A_W$ 와 완전히 동일한 개념이고, 풍력터빈에서 고장이 발생하면 케이블에 흐르는 유효전력  $P_W^M$ 는 0이므로 전력손실비용은 0의 값을 갖는다. 따라서 식 (9)는 식 (10)처럼 표현할 수 있다.

$$CCL = A_W \cdot CCL'(P_W^M=5) \quad (10)$$

$A_W$ 가 제공항 안에 들어있는 식 (1)과  $A_W$ 가 제공항 밖으로 나와있는 식 (10)은 완전히 다른 수식이다. 5MW 풍력터빈이 연결된 해저케이블에서 발생하는 시간당 평균 전력손실비용( $CCL(T=1)$ )이 10,000원이라고 가정하자. 총 100시간에 대한 전력손실비용( $CCL(T=100)$ )은 1,000,000원이지만, 이는 풍력터빈에서 고장이 전혀 발생하지 않는 경우에 해당한다. 총 100시간 중 50시간 동안 고장으로 인해 풍력터빈이 정지해 있었다고 가정한다면( $A_W = 50\%$ ), 시간당 평균 전력손실비용 10,000원이 나머지 50시간 동안 발생하므로 이때의 총 전력손실비용은 500,000원이다. 즉 풍력터빈의 가용률은 식 (9)과 같이 확률론으로 접근할 수 있지만, 간단히 가용률 만큼 총 운전시간이 줄었다고 접근할 수도 있다.

$$CCL = 0.5 \cdot CCL'(P_W^M=5, T=100) = CCL'(P_W^M=5, T=50) \quad (11)$$

풍력터빈 가용률이 제공항 안에 포함된 식 (1)을 앞의 예제에 적용한다면, 총 전력손실비용은 250,000원으로 계산된다. 식 (1)에서  $A_W$ 를 우항 외부로 빼내서 이를 식 (11)과 같이 표현하면 다음과 같다.

$$CCL = (A_W)^2 \cdot CCL'(P_W^M=5, T=100) = (0.5)^2 \cdot CCL'(P_W^M=5, T=100) = CCL'(P_W^M=5, T=25) \quad (12)$$

총 100시간 중 전력손실이 발생하는 시간은 25시간이다. 이는 풍력터빈 가용률이 25%라는 의미와 동일하며, 풍력터빈 가용률이 50%라는 처음의 가정과는

위배된다. 매우 간단한 오류로도 보일 수 있는 내용에 대해 자세히 설명하는 이유는, 식 (1)의 참고문헌이 유럽의 해상풍력단지 설계에서 실제 사용하기 위한 연구보고서이기 때문이다. 물론 가용률이 100%에 가까울수록 풍력터빈 가용률에 의한 두 종류 식의 오차는 줄어들는다. 그러나 본 절의 앞부분에 설명한 바와 같이, 해상풍력단지에서의 풍력터빈 가용률은 다른 어떤 조건에서보다 가용률이 상대적으로 낮으므로, 다음의 식과 같이 수정된 전력손실비용 산출식을 사용해야 한다.

$$CCL = k \cdot nc \cdot r_c \cdot L_c \cdot A_W \cdot \left( \frac{P_W^M}{V \cdot pf} \right)^2 \cdot \delta \cdot T \cdot cec \quad (13)$$

### 4. 내부그리드의 전력손실비용 계산식

식 (13)은 풍력터빈의 고장이 발생할 경우 모든 풍력터빈에서 동시에 고장이 발생한다는 가정을 동반한다. 그러나 식 (8)의 손실계수에서 알 수 있는 바와 같이, 전력손실은 전력이나 전류에 선형적으로 비례하지 않고 제곱에 비례하는 성질이 있으므로 일부 풍력터빈에서만 고장이 발생하는 경우도 고려해야 한다. 특히 해상풍력단지의 규모가 커질수록 풍력터빈의 대수도 증가하므로 전력손실비용 오차도 증가하리라 예상된다. 따라서 본 논문에서는, 다중 풍력터빈이 설치된 해상풍력단지 내부그리드의 전력손실비용을 보다 정확히 계산할 수 있는 다음의 식 (14)를 제안한다. 단 식 (13)은 해상풍력단지 전체의 전력손실비용을 구하는 식인 반면, 식 (14)는 특정 피더 1개 내에 있는 1개 구간에 대해서만 전력손실을 구하는 식이므로 식 (15)와 같이 모든 피더와 모든 구간에 대해 전력손실비용을 합산해야 해상풍력단지의 전체 전력손실비용을 구할 수 있다.

$$CL_{Nl} = k \cdot nc \cdot r_{Nl} \cdot L_{Nl} \cdot \delta \cdot T \cdot cec \cdot \sum_{f=0}^{i-1} \left[ i C_{i-f} \times (A_W)^{i-f} \times (1 - A_W)^f \times \left( \frac{i-f}{i} \times \frac{P_{W,Nl}^M}{V \times pf} \right)^2 \right] \quad (14)$$

$$CCL = \sum_{\forall N} \sum_{\forall l} CL_{Nl} \quad (15)$$

- 여기서  $CL_{Nl}$ :  $N$ 번째 피더 안에서  $l$ 번째 구간의 전력손실비용
- $N$ : 피더 넘버
- $l$ : 해당 피더 내에서 풍력터빈 사이의 구간별 넘버
- $i$ : 해당 구간의 케이블로 전력을 송전하는 풍력터빈의 총 개수
- $iC_{i-f}$ : 총  $i$ 개 중  $(i-f)$ 개를 선택할 조합 확률

피더 1개( $N=1$ )로 구성된 15MW 단지를 예로 들어 식 (14)에 대해 설명하도록 한다.

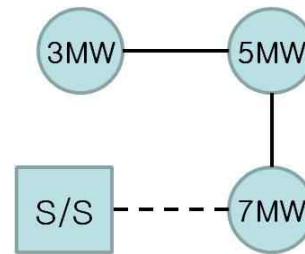


그림 1. 15MW 단지의 전력손실 예  
Fig. 1. Example of 15MW farm for power loss

그림 1에서 점선으로 표시된 해상변전소와 7MW 풍력터빈 사이의 구간( $l=3, i=3$ )에 대해 전력손실을 구하기 위해서는, 3개 풍력터빈의 2-state(정상 or 고장) 상태를 모두 고려하여 총 8가지 경우를 고려해야 한다. 3개 풍력터빈의 가용률이 90%라 가정할 때, 각 경우가 발생할 확률과 그 때 해상변전소와 7MW 풍력터빈 사이의 해저케이블에 흐르는 최대 유효전력은 다음의 표 1과 같다.

표 1에 나타난 바와 같이 각 경우에 대해 케이블의 최대 유효전력은 각기 다르다. 풍력터빈의 용량이 모두 동일한 경우는 풍력터빈의 고장개수만으로 케이블 최대 유효전력을 간단히 계산할 수 있지만, 풍력터빈의 용량이 다양할 경우는 어떤 풍력터빈에서 고장이 발생하는지에 따라 케이블 최대 유효전력이 다양하게 나타난다. 너무 많은 경우의 수를 줄여보고자, 풍력터빈의 고장개수가 동일하면 케이블 최대 유효전력

도 동일하게 계산되도록 식 (14)를 제안하였다.

표 1의 각 행에 해당하는 사건에 대해 ‘발생 확률’은 식 (14)에서  $(A_w)^{i-f} \times (1-A_w)^f$ 로 표현하였으며, 각 사건에서의 ‘케이블 최대전력 간략화’는  $\frac{i-f}{i}$ 로 표현하였다. 또한 총 8가지 사건 중 간략화한 최대전력이 동일한 사건의 개수는  $iC_{i-f}$ 로 표현하였다.

표 1. 예제 그림 1에서 3번째 구간의 전력손실 계산과정  
Table 1. Power loss calculation of 3th section in Fig. 1

3MW 상태	5MW 상태	7MW 상태	발생 확률	케이블 최대 전력	케이블 최대 전력 간략화
정상	정상	정상	$0.9^3$	15	15
고장	정상	정상	$0.9^2 * 0.1$	12	10
정상	고장	정상	$0.9^2 * 0.1$	10	10
정상	정상	고장	$0.9^2 * 0.1$	8	10
고장	고장	정상	$0.9 * 0.1^2$	7	5
정상	고장	고장	$0.9 * 0.1^2$	3	5
고장	정상	고장	$0.9 * 0.1^2$	5	5
고장	고장	고장	$0.1^3$	0	0

### 5. 사례연구

본 논문에서는, 3, 5, 5.5, 7MW 용량의 4종류 풍력터빈 20기로 구성된 99.5MW 규모의 해상풍력단지에 대하여 사례연구를 수행하였다. 해당 모의계통은 500mm<sup>2</sup> 케이블의 송전용량 제한 내에서 최소 피더 개수로 정해져서, 피더의 용량 차이가 최대한 작아지도록 그림 2와 같이 풍력터빈을 연결하였다.

그림 2의 모의계통에서 사용한 해저케이블은 70, 185, 500mm<sup>2</sup> 3종류이며, 적용한 파라미터는 다음과 같다.

내부그리드 정격전압 : 33kV

역률 : 95%

풍력터빈 가용률 : 90%

전력판매 단가 : 246원/kWh

손실계수 : 0.2515

대상 모의계통에 대해 식 (1), 식 (13), 식 (15)를 적용하여 연간 전력손실비용을 계산하면 다음의 표 3과 같다.

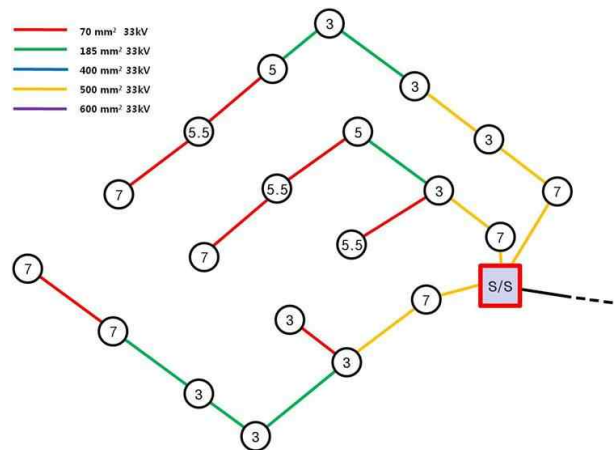


그림 2. 사례연구를 위한 내부그리드  
Fig. 2. Inner-grid for case study

표 2. 해저케이블 파라미터  
Table 2. Parameters of submarine cables

규격 mm <sup>2</sup>	70	185	500
허용전류 A	242	400	655
저항 Ω/km	0.344	0.130	0.056

표 3. 3가지 기법으로 산출한 연간 전력손실비용  
Table 3. Annual power loss cost by three methods

	연간 손실 전력량	연간 전력손실비용
식 (1)	1,545MWh	3.80 억원
식 (13)	1,717MWh	4.22 억원
식 (15)	1,604MWh	3.95 억원

식 (13)에서는 풍력터빈의 가용률 90%를 적용했지만, 식 (1)에서는 90%의 제곱인 가용률 81%를 적용한 것과 동일하다. 그러므로 식 (1)에서 구한 전력손실비용은 식 (13)의 값에 비해 90% 수준이며, 이는 가용률의 비율과 동일하다.

식 (13)에서는 고장시 모든 풍력터빈이 동시에 멈춘다. 가령 가용률 50%, 총 시간 100시간을 가정한다면, 50시간은 전력이 흐르고 50시간은 전력과 손실이 0다.

반면 식 (15)는 풍력터빈 중 일부에서만 고장이 발생한다. 만약 총 100시간 중 50시간 동안은 풍력터빈의 절반이 멈추고 나머지 50시간 동안은 나머지 풍력터빈이 멈춘다면, 가용률은 50%로 동일하지만 100시간 동안 50%의 전력이 꾸준히 흐른다. 식 (4)에서 알 수 있는 바와 같이 전력손실은 유효전력(또는 전류)의 제곱에 비례하므로, 50시간 동안 100%의 전력이 흐르는 계통의 전력손실은 100시간 동안 50%의 전력이 흐르는 계통의 전력손실에 비해 2배 크다. 결국 표 3에서도 식 (13)의 전력손실이 식 (15)에 비해 크게 계산된 것을 확인할 수 있다.

## 6. 결 론

본 논문에서는 해상풍력단지 전력손실비용 계산에서 중요 요소인 풍력터빈 가용률에 초점을 두어 수식을 수정하였으며, 비선형성의 전력손실을 다수 풍력터빈 환경에서 계산할 있도록 수식을 개선하였다. 제안한 산출식은 Radial 형태, Ring 형태, Star 형태 등 어떤 형태의 해상풍력단지에 대해서도 전력손실비용을 계산할 수 있다. Ring 형태의 경우, 피더 말단끼리 연결한 해저케이블은 평상시 전력이 흐르지 않는다. 해저케이블 고장시에는 피더 말단끼리 연결한 케이블에 전력이 흐르겠지만 (해저케이블의 가용률이 매우 낮아서) 전력손실 계산은 해저케이블의 고장을 고려하지 않았기 때문에, 제안한 수식으로 Ring 형태의 내부그리드 전력손실비용도 계산할 수 있다.

## References

[1] Lundberg, S, "Evaluation of wind farm layouts", EPE

journal, vol. 16, No. 1, 2006.  
 [2] P.D. Hopewell, F. Castro-Sayas, and D.I. Bailey, "Optimising the Design of Offshore Wind Farm Collection Networks", Universities Power Engineering Conference (UPEC), Vol. 1, pp. 84-88, Sep. 2006.  
 [3] M. Banzo and A. Ramos, "Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 26, No. 3, pp. 1338-1348, Aug. 2011.  
 [4] In-Su Bae, Je-Seok Shin, Jin-O Kim, "A Study on Reliability Evaluation for Constructing Inner Grid of Offshore Wind Farm", KIEE, Vol. 27, No. 11, pp 89-95, 2013.  
 [5] Je-Seok Shin, Jin-O Kim, "Reliability Evaluation considering Wind Farm Configuration", KIEE Summer Conference, pp 146-147, 2012.  
 [6] Predrag Djapic, Goran Strbac, "Cost Benefit Methodology for optimal Design of offshore Transmission system", Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation, 2008.  
 [7] In-Su Bae, Jong-Kuk Park, Nam-Suk Kim, Je-Seok Shin, Jin-O Kim, "Reliability Evaluation for an Offshore Wind Power Plant of Ring Layout", KIEE Summer Conference, pp. 1072-1073, 2013.  
 [8] Leon Freris, David Infield, "Renewable Energy in Power System, 1st ed", New York: Wiley, 2008.  
 [9] T. Ackermann. "Wind Power in Power Systems" 1st ed. New York: Wiley, 2005.

## ◇ 저자소개 ◇



**신제석**(申濟石)

2010년 한양대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정 재학 중.  
 Tel : (02)2220-0347  
 E-mail : kjboy@hanyang.ac.kr



**김성열**(金成烈)

2007년 한양대 전자전기컴퓨터공학부 졸업(박사). 현재 계명대학교 에너지공학과 조교수.  
 Tel : (053)580-5251  
 E-mail : energy@kmu.ac.kr



**배인수**(裴引洙)

2007년 한양대학교 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 강원대 전기공학과 조교수.  
 Tel : (033)570-6347  
 E-mail : isbae@kangwon.ac.kr