

## 각 컴포넌트 유지보수 주기를 고려한 풍력발전 설비의 유지보수 계획에 관한 연구

(A Study on the Maintenance Plan Considering Maintenance Cycle  
of Wind Turbine Component)

이윤성\* · 신준현 · 김진오\*\*

(Yun-Seong Lee · Jun-Hyun Shin · Jin-O Kim)

### Abstract

Wind power is one of the fastest growing renewable energy sources . In these days, wind turbine shifts from onshore to offshore because the offshore wind farm has a abundant wind resource. However, offshore wind turbine is not easy to access, it has a long downtime when the failures of the wind turbine component occur. Therefore, the appropriate wind turbine maintenance plan is required to meet the economic and reliability of the components. This paper proposes the maintenance planning method based on the RCM(Reliability Centered Maintenance) to determine an economical maintenance cycle to satisfy the appropriate reliability of the wind turbine components. In order to compare the proposed method with the conventional RCM method, critical components are selected in the case study because they have a long downtime and a large amount of total cost.

Key Words : Maintenance Planning, Reliability, Reliability Centered Maintenance, Wind Turbine

### 1. 서 론

풍력발전은 신재생 에너지원으로써 빠르게 성장하고 있는 분야이다. 현재 이러한 풍력발전은 육상에서 해상으로 옮겨가고 있는 추세이다. 풍력발전이 육상에서 해상으로 옮겨오게 되면서 풍력에너지 양은 더 많아지고, 풍력발전 부지에 대한 문제는 해결하였지만, 유지보수 시 접근성이 용이하지 않아 한번 고장 시 풍력발전기를 운영하지 못하는 시간이 늘어나게 되었다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 풍력발전 시스템의 적정 신뢰도를 충족할 수 있는 합리적이고 체계적인 풍력발전기 유지보수 계획이 필요하게 되었다[1].

---

\* 주저자 : 한양대학교 전기공학과  
\*\* 교신저자 : 한양대학교 전기공학과  
\* Main author : Department of Electrical Engineering, Hanyang University  
\*\* Corresponding author : Department of Electrical Engineering, Hanyang University  
Tel : 02-2220-0347, Fax : 02-2220-1856  
E-mail : lypd@hanyang.ac.kr  
접수일자 : 2013년 1월 10일  
1차심사 : 2013년 1월 12일, 2차심사 : 2013년 3월 29일  
심사완료 : 2013년 4월 10일

유지보수 계획을 세우기 위해서는 예방 및 고장 유지보수에 따른 주기를 선정해야 한다. 이러한 주기를 선정하기 위해서는 유지보수 주기에 따른 비용과 신뢰도 사이에 나타나는 상충관계(Trade-off relation)를 고려해야 한다. 일반적으로 유지보수 주기가 짧을수록 신뢰도는 향상되지만, 이를 위해 더 많은 비용이 지불되어야 한다. 반대의 경우에는 적은 비용이 소요되지만, 신뢰도가 낮아지게 된다[2].

이러한 상황에 대한 해결방안으로, 유지보수 계획을 수립하는데 있어서 신뢰도 분석을 통한 신뢰도 기반 유지보수(Reliability Centered Maintenance, RCM)를 적용할 수 있다. 신뢰도 기반 유지보수란 시스템의 구조 분석, 설비의 고장 영향 분석, 고장률 분석 등의 신뢰도 분석을 통해 합리적인 유지보수 계획을 수립하는 방법론이다. 이를 통해 불필요한 정비 업무를 미연에 방지함으로써 유지보수 업무의 효율성을 향상시키고, 합리적인 유지보수 계획을 통해 유지보수 비용을 절감하는 효과가 있다.

따라서 본 논문에서는 신뢰도 기반 유지보수기법을 활용하여 신뢰도와 비용을 모두 고려한 유지보수 계획 수립 방법을 제안하였다. 제안하는 유지보수 계획 수립 방법은 적정 신뢰도 수준을 만족하면서 유지보수 비용을 최소화 하는 유지보수 주기를 찾아 최적의 유지보수 계획을 세우는 것을 목적으로 하고 있다. 사례연구에서 분석을 수행한 대상 설비로는 긴 고장 시간으로 인해 고장 시 시스템에 상대적으로 영향을 많이 주는 로터(Rotor), 발전기(Generator), 기어 박스(Gear-box), 동력 전달 계(Drive train) 등을 선정하였다.

## 2. 본 론

### 2.1 풍력발전 설비의 구조

풍력발전기의 일반적인 구조는 그림 1에 표시되어 있다. 그림 1의 부속품들은 표 1에 정리되어 있으며, 또한 카테고리별로 나누어 볼 수 있는데, 이것을 그림 2에 나타내었다. 여기서 로터(Rotor), 발전기(Generator), 기어 박스(Gear-box), 동력 전달 계

(Drive train) 및 전력 변환장치 등이 긴 고장시간(downtime)을 가지고 있으며, 또한 실제로 총 운영비용에서 많은 비중을 차지하고 있다[3-4].

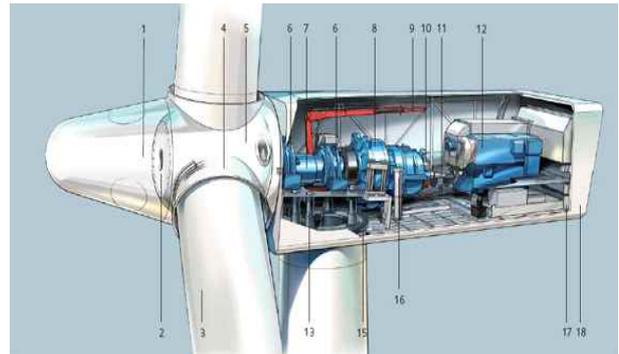


그림 1. 풍력발전기의 일반적인 구조  
Fig. 1. Wind turbine structure[3]

표 1. 풍력발전기의 구성  
Table 1. Wind turbine components[3]

1. 스피너(Spinner)	2. 스피너 브래킷(Spinner Bracket)
3. 회전날개(Blade)	4. 피치 베어링(Pitch Bearing)
5. 로터 허브(Rotor Hub)	6. 주 베어링(Main Bearing)
7. 주축(Main Shaft)	8. 기어 박스(Gear Box)
9. 서비스 크레인(Service Crane)	10. 브레이크 디스크(Brake Disc)
11. 커플링(Coupling)	12. 발전기(Generator)
13. 요우 기어(Yaw Gear)	14. 타워(Tower)
15. 요우 링(Yaw ring)	16. 오일 필터(Oil Filter)
17. 쿨링 팬(Cooling Fan)	18. 덮개(Canopy)



그림 2. 풍력발전기의 세부 구성  
Fig. 2. Subassemblies of wind turbine[4]

## 2.2 컴포넌트 유지보수 주기 결정 방법

### 2.2.1 고장률

고장률은 기계부품의 고장의 발생 비율을 나타낸 양으로써, 단위시간동안 발생하는 평균고장 횟수이다. 이러한 고장률은 시간이 지나게 되면 증가하여 교체 및 수리를 요하게 된다.

수리의 개념인 예방 정비를 실시하게 되면 구성요소의 신뢰도 향상 및 고장률 감소 효과가 나타나지만, 구성요소가 완전히 새것의 상태로 좋아지지는 않아 잔류고장률이 존재하게 된다. 이러한 특성을 고려하기 위해 수명저감지수를 도입 하게 되는데, 수명저감지수를  $\eta$ 로 표기 한다.

고장률  $\lambda_{i,j}(t)$ 는  $j$ 번째 예방정비를 시행 하였을 때,  $t$ 시점에서 컴포넌트  $i$ 의 고장률을 의미하게 된다. 고장률은 설비가 노화되면 증가하게 되지만, 수명저감지수를 이용함으로써 처음의 상태로 돌아가지는 않는 특성을 반영하였다. 이 특성은 수식 (1)~(3)과 그림 3으로 표현할 수 있다.

고장률을 각 유지보수 구간별로 나누어 생각해 볼 수 있는데, 첫 번째 예방 유지보수 이전에 고장률은 식 (1)로 표현할 수 있다.

$$\lambda_i(t) + B_{i,0} = B_{i,1}(t) \quad (0 < t < T_{i,1}) \quad (1)$$

여기서  $B_{i,0}$ 는 초기 고장률,  $\lambda_i(t)$ 는 와이블 분포의 고장률 함수,  $B_{i,1}(t)$ 는 첫 번째 예방 유지보수 이전의 고장률을 나타낸다.

첫 번째 예방 유지보수와 두 번째 예방 유지보수 사이의 고장률은 식 (2)로 표현할 수 있다.

$$(1-\eta)(B_{i,1}(T_{i,1}) - B_{i,1}(T_{i,0})) + B_{i,1}(T_{i,0}) + \lambda_i(t - T_{i,1}) = B_{i,2}(t) \quad (T_{i,1} < t < T_{i,2}) \quad (2)$$

여기서  $B_{i,2}(t)$ 는 첫 번째 예방 유지보수와 두 번째 예방 유지보수 사이의 고장률을 의미하게 되는데,  $B_{i,1}(T_{i,0})$ 는 첫 번째 유지보수 구간의 초기 고장률을 의미하게 되며,  $(1-\eta)(B_{i,1}(T_{i,1}) - B_{i,1}(T_{i,0}))$ 는 수명저감지수에 의해 처음의 상태로 돌아가지 못하는 고

장률을 의미한다.  $B_{i,0}(T_{i,0}) + (1-\eta)(B_{i,1}(T_{i,1}) - B_{i,1}(T_{i,0}))$ 는  $B_{i,2}(t)$ (첫 번째 예방 유지보수기간과 두 번째 예방 유지보수기간 사이)의 초기 고장률을 의미하게 된다.  $\lambda_i(t - T_{i,1})$ 는 고장률함수가 초기 시간 상태로 돌아간 것을 의미한다.

식 (2)를 정리하면 식 (3)을 얻을 수 있다.

$$(1-\eta)B_{i,1}(T_{i,1}) + \eta B_{i,1}(T_{i,0}) + \lambda_i(t - T_{i,1}) = B_{i,2}(t) \quad (3)$$

식 (1)~(3)을 이용하여 고장률의 일반식을 유도해 보면 식 (4)와 같다.

$$(1-\eta)B_{i,(j-1)}(T_{i,(j-1)}) + \eta B_{i,(j-1)}(T_{i,(j-2)}) + \lambda_i(t - T_{i,(j-1)}) = B_{i,j}(t) \quad (T_{i,(j-1)} < t < T_{i,j}) \quad (4)$$

여기서  $B_{i,j}(t)$ 는 수명저감지수를 이용한 고장률을 일반식으로 나타낸 것이며  $j-1$ 번째 예방 유지보수와  $j$ 번째 예방 유지보수기간 사이의 고장률을 의미하게 된다[2].

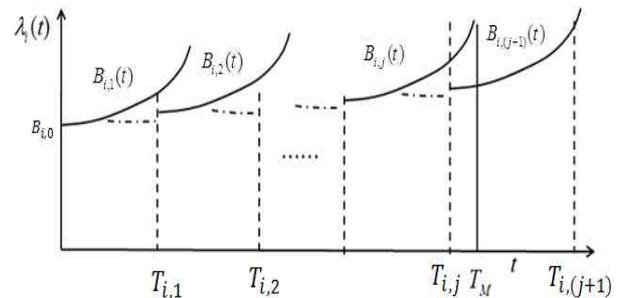


그림 3. 수명저감 팩터를 고려한 고장률  
Fig. 3. Failure rate considering life reduction factor

또한 여기서 고장률의 단위는 failures/time이므로 고장률을 적분하게 되면, 서브시스템의 고장(Failure) 횟수를 계산할 수 있다.

$$H_i(t) = \sum_{k=0}^{j-1} \int_{T_{i,k}}^{T_{i,(k+1)}} (B_{i,(k+1)}) dt \quad (5)$$

여기서  $H_i(t)$ 는 컴포넌트  $i$ 의 고장(Failure) 횟수를 나타내며, 적분( $\int$ )은 한구간의 고장(Failure) 횟수,  $\sum$ 는  $t$ 시간까지의 총 고장 (Failure) 횟수를 나타내게 된다.

### 2.2.2 신뢰도 계산

신뢰도 계산은 신뢰도를 계산하는 일반적인 방정식을 사용하여 수행할 수 있게 되는데, 이 수식은 식 (6)과 같다[2].

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(t) dt\right] \quad (6)$$

총 운영 시간동안 구성 요소  $i$ 의 신뢰도는 식 (7)로 나타낼 수 있으며, 식 (7)은 식 (1)을 식 (6)에 대입하여 얻을 수 있다. 식 (7)의 두 번째 항은 전체 운영시간과 마지막 유지보수 주기 간에 차이가 존재하면서 발생되는데, 그림 3에서 마지막 유지보수 주기가 전체 운영 시간  $T_M$ 과 일치하지 않는 것을 볼 수 있으며, 전체 운영시간과 마지막 유지보수 주기 간에 차이를 고려하면 식 (7)을 얻을 수 있다.

$$R_i(t) = \sum_{k=1}^j \cdot \left( \exp\left[-\int_{T_{i,(k-1)}}^{T_{i,k}} B_{i,k}(t) dt\right] + \exp\left[-\int_{T_{i,j}}^{T_M} B_{i,(j+1)}(t) dt\right] \right) \quad (7)$$

여기서  $R_i(t)$ 는 컴포넌트  $i$ 의 신뢰도를 나타내며, 첫 번째 항은  $j$ 번째 구간까지의 신뢰도를 나타내고, 두 번째 항은  $j$ 번째 구간부터 전체운영시간까지의 신뢰도를 나타내게 된다.

### 2.2.3 발전 손실비용(Expected Loss of Generation Cost, ELGC)

신뢰도와 유지보수 횟수와의 상충관계(Trade-off relation)를 설명하기 위해 발전 손실비용이 나오게 되는데, 발전 손실비용은 유지보수 주기가 길어질수록 증가하게 된다. 여기서, 발전 손실비용은 풍력발전기 고장 시 발전하지 못하는 기대비용으로, 식 (8)과 같이 나타낸다.

$$ELGC = Q(t) \cdot Cap_{wind} \cdot t_{k,n} \cdot C_{wind, cost} \quad (8)$$

여기서  $Q(t)$ 는 풍력발전기의 고장 확률,  $Cap_{wind}$ 는 풍력발전기의 용량,  $t_{k,n}$ 은 풍력발전기의 공급 지장 시간,  $C_{wind, cost}$ 는  $MWh$ 당 풍력에너지 가격을 나타내게 된다.

### 2.2.4 목적함수

총 유지보수 계획 비용(Total Cost; TC)은 유지보수 비용(Maintenance Cost; MC)과 발전 손실비용(Expected Loss of Generation Cost; ELGC)의 합으로 표현할 수 있다. 여기서 유지보수 비용(Maintenance Cost; MC)은 고정 비용(Fixed Cost; FC)과 가변 비용(Variable Cost; VC)의 합으로 표현된다[5].

$$TC = \sum_{i=1}^N \cdot \left[ \frac{j_i \cdot c_{0,i}}{T_M} + \frac{j_i \cdot c_{p,i} + H_i(t)(c_{c,i} + c_{i,i})}{T_M} + \frac{Q(t) \cdot Cap_{wind} \cdot t_{k,n} \cdot C_{wind, cost}}{T_M} \right] \quad (9)$$

여기서 식 (9)의 첫 번째 항은 고정 비용을 나타내게 되는데,  $c_{0,i}$ 는 컴포넌트  $i$ 의 예방 유지보수로 인한 시스템의 고정 비용이고,  $j_i$ 는 컴포넌트  $i$ 의 예방 유지보수 횟수이며,  $T_M$ 은 총 운영 시간,  $N$ 은 컴포넌트의 수를 나타낸다.

두 번째 항은 서브시스템의 예방 및 고장 유지보수로 인한 가변 비용으로써,  $c_{p,i}$ 는 예방 유지보수 비용,  $c_{c,i}$ 는 고장 유지보수 비용,  $c_{i,i}$ 는 고장 유지보수 컴포넌트 비용,  $H_i(t)$ 는 고장(Failure) 횟수를 나타낸다.

세 번째 항은 고장으로 인해 발전하지 못하는 발전량에 대한 기대 비용을 나타내고,  $Q(t)$ 는 풍력발전기의 고장확률,  $Cap_{wind}$ 는 풍력발전기의 용량,  $t_{k,n}$ 은 컴포넌트  $i$ 의 공급 지장 시간,  $C_{wind, cost}$ 는  $MWh$ 당 풍력에너지 가격이다.

마지막으로, 최적의 유지보수주기는 적정 신뢰도 수준에서 목적 함수 (9)를 최소화함으로써 계산할 수 있다.

### 2.3 사례연구

본 논문에서 제안한 최적의 유지보수 주기 분석을 위해, 고장(Failure)시 고장시간(downtime)이 긴 로터(Rotor), 발전기(Generator), 기어 박스(Gear-box), 동력 전달 계(Drive train) 등 4개의 하위 시스템을 선정하였으며, 총 운영 시간 및 수명저감지수는 20년과 0.9로 설정하고, 예방 유지보수로 인한 시스템 고정 비용( $c_{o,i}$ )은 ₩100,000로 가정하였다. 고장으로 인한 예방 유지보수 비용( $c_{p,i}$ ), 고장 유지보수 비용( $c_{c,i}$ ) 및 컴포넌트 비용( $c_{l,i}$ ), 예방 유지보수 시간( $t_{p,i}$ )과 고장시간(downtime)( $t_{f,i}$ ), 각 컴포넌트 별 와이בל 분포의 형상 모수( $\alpha_i$ )와 척도모수( $\beta_i$ ) 또한 표 2에 나타내었다 [6-9].

본 논문에서 제안한 방법에 의한 결과를 보이기에 앞서 기존의 방법과 제안한 방법과의 비교를 위해 기존의 방법을 이용한 결과를 그림 4에 나타내었다.

그림 4에서 나타난 것처럼 일반적인 유지보수 계획에서, 주기가 짧아지면 시스템의 신뢰도가 좋아지지만(고장(failure) 확률이 감소), 유지보수비용이 증가하게 된다. 반대로, 유지보수주기가 길어지게 되면 유지보수 비용이 감소하는 대신 고장(failure) 확률이 증가하게 된다. 본 논문의 사례연구에서는 시스템 신뢰도 95% 수준을 만족하기 위해서 유지보수주기를 65일이하로 설정해야한다는 것을 볼 수 있다.

표 2. 서브시스템 별 파라미터  
Table 2. Parameters of subassemblies

Sub-system	$c_{p,i}$ ₩	$c_{c,i}$ ₩	$c_{l,i}$ ₩	$t_{p,i}$ h	$t_{f,i}$ h	$\alpha_i$	$\beta_i$
로터 (Rotor)	250,000	370,000	2,700,000	4	4.5	400	3.5
발전기 (Generator)	140,000	270,000	1,650,000	3.5	4	290	3.0
기어박스 (Gear-box)	70,000	90,000	900,000	4	3.5	340	2.5
동력 전달 계 (Drive Train)	185,000	260,000	1,850,000	3	3	360	2.0

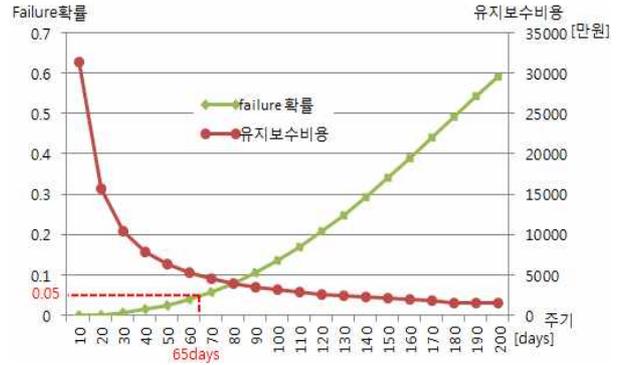


그림 4. 유지보수 주기에 따른 고장(Failure)확률과 유지보수 비용의 상충관계  
Fig. 4. Failure probability and maintenance cost according to the maintenance cycle

그림 4의 고장(Failure)확률을 이용해서 발전 손실 비용을 구해볼 수 있는데, 풍력발전기의 용량은 5MW로 설정하였고, 고장으로 인한 공급 지장 시간은 5일, MWh당 풍력에너지 가격은 18만원이라고 가정하였다.

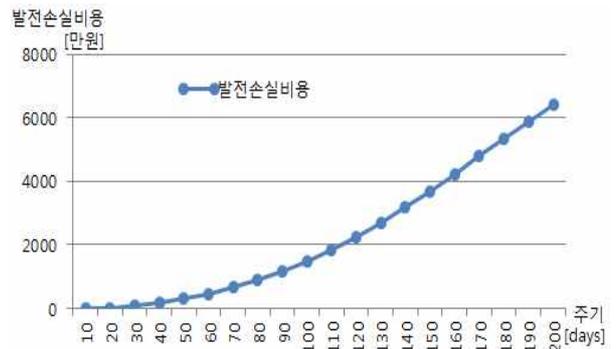


그림 5. 풍력발전기의 발전 손실비용  
Fig. 5. Expected loss of generation cost

그림 5의 그래프에서 유지보수주기가 길어질수록 발전하지 못하는 기대비용이 올라가는 것을 볼 수 있다. 이것은 풍력발전기의 고장확률( $Q(t)$ )이 유지보수 주기가 길어지면서 커지기 때문이다.

위의 결과를 종합하여 최적의 유지보수 주기를 구해 보게 되면 그림 6을 얻을 수 있다. 풍력발전기를 하나의 컴포넌트라고 가정하여, 고장시 고장시간이 긴 4개의 컴포넌트 유지보수주기를 동일하게 하는 기존의

방법을 이용하게 되면 유지보수 비용과 발전 손실비용을 합한 총 비용이 최소가 되는 지점이 최적점이라고 생각할 수 있지만, 0.95의 신뢰도 제약조건을 만족해야 하기 때문에 유지보수주기를 65일 이하로 해야 한다는 것을 알 수 있으며, 총 비용은 5366.37만원으로 나타났다.

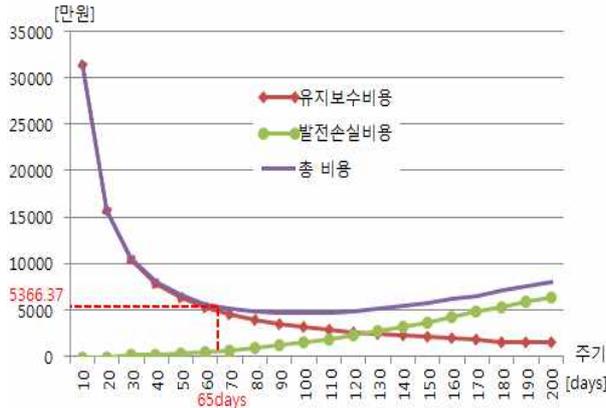


그림 6. 기존의 방법에 의한 발전 손실비용 및 유지보수 비용  
Fig. 6. ELGC and maintenance cost by using the conventional method

이상의 기존 방법에 의한 결과를 개선하고, 적정 신뢰도를 만족시키면서 비용 적으로도 최적화할 수 있는 본 논문에서 제안한 방법에 의한 결과(각 컴포넌트의 유지보수주기를 다르게 선정하여)를 표 3과 4에 기술하였으며, 그 차이를 비교해 보았다.

표 3. 제안된 방법에 의한 각 컴포넌트 별 주기  
Table 3. Maintenance cycle results by using the proposed method

$R_0$	$T_1$ days	$T_2$ days	$T_3$ days	$T_4$ days
0.95	191	108	127	82

표 4. 제안된 방법에 의한 비용  
Table 4. Costs by using the proposed method

유지보수비용 만원/year	발전 손실비용 만원/year	총 비용 만원/year
2609.01	2003.33	4612.34

0.95라는 신뢰도 제약조건을 두게 되면 각 컴포넌트 별로 표 3과 같은 주기가 선정되게 되고, 총 비용은 4612만원으로써 기존의 방법보다 작은 값을 가지는 것을 볼 수 있다. 기존의 방법과 비교해 보게 되면 비용 적으로 14%정도의 절감이 이루어진 것을 볼 수 있으며, 이러한 개선은 풍력발전기의 운영기간과 대규모로 건설되는 풍력단지를 생각해 본다면 그 차이가 상당하다고 볼 수 있으며, 유지보수 비용을 절감하는데 합리적인 방안이라고 결론지을 수 있다.

### 3. 결 론

신재생 에너지 중 하나인 풍력발전은 환경 및 경제적인 입장에서 중요한 에너지원으로 전 세계적으로 각광받고 있다. 이러한 풍력발전이 육상에서 해상으로 옮겨가면서 접근성이 떨어지게 되어 유지보수 비용이 증가함에 따라, 유지보수 계획에 대한 중요성도 증대되었다. 유지보수 계획을 세우기 위해서는 유지보수 주기를 산정하여야 하는데, 유지보수 주기와 신뢰도 사이에는 상충관계(Trade-off relation)가 존재하게 된다.

시스템의 신뢰도와 유지보수 비용 사이의 상충관계(Trade-off relation)를 해결하기 위해 신뢰도 기반 유지보수(Reliability Centered Maintenance, RCM) 기법을 풍력발전기에 도입하여 적정 신뢰도를 고려한 최적의 유지보수 주기를 찾아 상충관계(Trade-off relation)를 해결하였다. 각 컴포넌트별 신뢰도를 고려한 방법을 이용하여 유지보수 주기를 산정하였으며, 사례연구에서는 기존의 방법(컴포넌트의 유지보수 주기를 동일하게 하는 방법)과의 비교를 통하여 제안된 방법이 더 경제적이라는 것을 확인할 수 있었다.

본 논문에서는 각 컴포넌트의 고장률을 고려한 최적의 유지보수 주기를 결정하는 신뢰도 기반 유지보수 계획을 제시하였으며, 제안한 방법은 다른 대부분의 전력 설비에도 확대 적용할 수 있을 것으로 보인다.

**감사의 글**

이 논문은 2012년도 정부(교육과학기술부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임.  
(No. 2011-0017064)

**References**

- [1] Julia Nilsson, Lina Bertling, "Maintenance Management of Wind Power Systems Using Condition Monitoring Systems-Life Cycle Cost Analysis for Two Case Studies" IEEE Transaction On Energy Conversion, VOL.22, NO.1, 2007.
- [2] Roy Billinton, Ronald N.Allan, "Reliability Evaluation of engineering Systems", 2nd edition, New York: plenum press, 1992.
- [3] Muthanna A. Aziz, Hassan Noura, Abbas Fardoun, "General review of fault diagnostic in wind turbine", 18th Mediterranean Conference on Control & Automation, 2010.
- [4] Wenxian Yang, Jiecheng Jiang, "Wind Turbine Condition Monitoring and Reliability Analysis by SCADA Information", International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering, 2011.
- [5] Francois Besnard, Julia Nilsson, Lina Bertling, "On the Economic Benefits of using Condition Monitoring Systems for Maintenance Management of Wind Power Systems", International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2010.
- [6] GU Yujiong, You Lianhuan, "Optimization on Maintenance Cycle for Power Plant Equipment Based on Probabilistic Risk Assessment", International Technology and Innovation Conference, 2006.
- [7] Yan ru Wu, Hong shao Zhao, "Optimization Maintenance of Wind Turbines Using Markov Decision Processes", International Conference on Power System Technology, 2010.
- [8] J. Moubray, "Reliability-Centered Maintenance," 2nd Edition, Butterworth-Heinemann, 1999.
- [9] Neil Bloom, "Reliability-Centered Maintenance (RCM)", McGraw-Hill, 2005.

◇ **저자소개** ◇



**이윤성 (李允成)**

1984년 6월 5일생. 2008년 한양대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 석·박사통합과정.

Tel : (02)2220-0347

E-mail : lypd@hanyang.ac.kr



**신준현 (申濬鉉)**

1986년 8월 12일생. 2012년 한양대 전자시스템공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 석·박사통합과정.

Tel : (02)2220-0347

E-mail : noqlsths@hanyang.ac.kr



**김진오 (金鎭吾)**

1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업. 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(박사). 현재 한양대학교 전기생체공학부 교수.

Tel : (02)2290-0347

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr