

기술기준에 의한 거리계전기 정정시 고려사항 검토

Considerations Review on Setting of Distance Relay using Technical Standards

문 수 철*
(Su-Cheol Moon)

Abstract - Generally, in nuclear plants, distance relay (21R) has adapting to protect and to operate main protective of transmission lines and backup protective of main generator. Operation of 21R was required and based on exactly accurate calculation and criteria. But presently method of 21R setting has applied according to protection devices operation guide of KPX, excepting IEEE and ISA standards, which have a difference review directions, consider parameters and devices, also consideration factors were affected to relay operations by uncertain guides, therefore this paper proposed new protection relay setting method and unvague criteria from IEEE 741 and ANSI/ISA 67.04.01, and reviewed a different results through numerical calculation results for methods and criteria including previous and established 21r setting by IEEE, ANSI/ISA Technical standards.

Key Words : Distance relay, Tolerance factor, Dependant, Independent

1. 서 론

전력계통에서 거리계전기(21R)는 주보호용으로 송, 수전선로를 보호하고 있으며 대형 발전소에서는 주발전기의 후비보호용으로 3단계 한시용을 적용하고 있다.

21R은 원자력발전소의 안전등급 분류에 따라 원자로를 안전하게 정지하고 유지하는 기능의 기본기기가 아니나 발전 및 원자로 불시정지를 유발시키는 있는 주요 기기라 분류하여 IEEE 741 [1]을 준용하고 있다.

안전등급에 적용하는 기술기준은 ANSI/ISA 67.04.01 [3]과 IEEE 741 [1]이고, 이 규격은 원자력발전소에서 규제요건으로 적용하며, 안전등급 저전압계전기에 대한 정정연구 [4]와 같이 전압과 저항 및 환경적인 변수(온도, 습도) 등에 대해 서로 독립적인(Independent) 방법과 의존적인(Dependent) 방법을 제안하고 있다.

이에, 본 연구에서는 21R의 오차(계측, 측정, 기기, 계산, 여유 등)의 반영여부를 검토하였다. 산업계에서는 이러한 사항을 고려하지 않고, 보다 명확한 기준이 없는 것으로 판단됨에 따라 안전등급에 적용하는 해외 기술기준에 근거하여 구체적이고 명확한 정정계산 기준과 방법에 의해 계산할 필요가 있는 것으로 고려하여 연구를 수행하였다.

산업계에서는 보호 장치 운영기준 [5]에 따라 단락과 지락으로 구분하여 보호계전기를 정정하고 있는데, 이는 정정기준에 대한 명확한 기준 없이 단순 계측기기(PT/CT) 오차만을 반영한 대략

적인 기준이어서 고장 시 발생하는 궤적의 크기가 부정확할 수 있고 이로 인하여 발전기 보호의 실패로 불시차단을 유발할 수 있다.

이러한 방법은 공학적인 기술적 판단에 의한 고장검출과 방법을 제시하고 있지 않고 고전적인 단순 계기용 변류기/변압기 등의 기기오차와 여유만을 고려하여, Zone 1에 대해서 지락 시 자기구간의 70~75%, 단락 시 80~85%에 정정하도록 함에 따라 국내·외 엔지니어링 업무 수행에서도 규제환경의 차이로 인해 보호계전기 정정에 대한 계산이 혼재되어 있는 실정이기도 하다.

따라서 본 연구에서는 국내·외 원자력발전소의 규제요건인 IEEE 741과 ANSI/ISA 67.04.01의 기술기준을 근거로 측정기기 등의 불확실도 계산방법과 기준을 검토하였고, 21R의 정정에 대한 오차함수를 고려하기 위한 검토절차를 그림 1과 같이 제안하였다. 그리고 21R setting에 대한 정동작의 정확성을 입증하기 위해 수 계산을 통해 계산방법과 결과에 대한 타당성을 증명하였다.

2. 정정 시 고려사항 검토

그림 1에는 21R에 대한 검토절차를 현행과 제안사항에 대해 간략하게 설명하였다. 현행 검토절차는 단순한 계측기기 등 몇 가지 오차만을 고려, 선로 및 기기의 임피던스를 반영하여 궤적을 통해 사고 시 동작 가능성을 검토하고 있으나, 제안한 검토방법에서는 2.1.1항과 2.1.2항에서 제시한 오차를 검토방법에 따라 고려가능한 모든 요소를 반영한 총 허용오차에 선로 및 기기의 임피던스 결과에 반영하여 IEEE 등의 기술기준에 따른 평가와 검증 절차가 추가 설명하였다.

* Corresponding Author : Korea Institute of Nuclear Safety, Korea

E-mail: k608msc@kins.re.kr

Received : March 27, 2018; Accepted : August 2, 2018

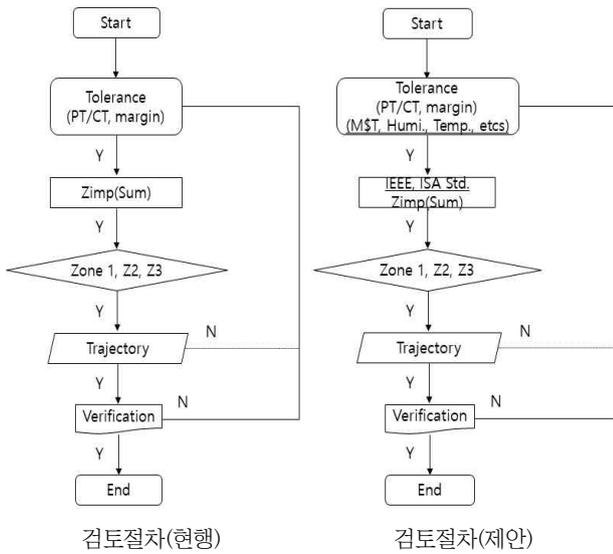


그림 1 검토절차 전(현재)과 후(제안) 비교
 Fig. 1 Compare between before(present) and after(supposed) Review Process

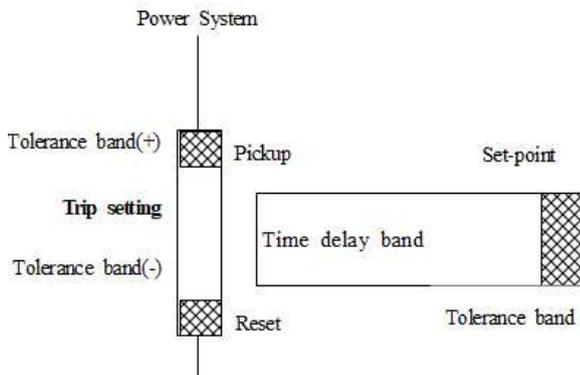


그림 2 거리계전기 정정 설정범위
 Fig. 2 General Distance relay setting Ranges

그림 2는 원자력발전소 보호계전기 정정과 관련된 규제요건인 IEEE 741에 대한 일반적인 개념도를 간략하게 도식화하였다[3]. 기존의 결정적인 접근방법이 Trip setting 범위라면 보다 세분화하고 체계적인 Risk management control 접근방법에는 Tolerance band(+, -)를 반영하여 Time delay band에 대해 결정되며 확정되는 경우 trip setting 범위가 명확하게 좁아질 수는 있으나, 고장원인이 다양하고 risk aspect에서 다양한 변수가 상호 존재할 경우 trip setting 시 검토와 오차범위는 더 넓어 질 수 있음을 보여주고 있다. 기존의 선로 등 기기의 임피던스의 크기를 Trip Setting 범위라 한다면, 본 연구에서는 2.1.1항과 2.1.2항에서 언급하는 오차를 반영한 사선으로 표시한 구역이 Tolerance band로 표현한 것으로 오차 반영여부에 따라 오차가 발생할 수 있음을 보여준다.

2.1 정정계산에 필요한 주요 검토사항

2.1.1 IEEE 741에 따른 정정요건[1]

IEEE 741에 따른 안전등급 보호계전기 정정 시 고려해야 하는 오차(Tolerances)들로 다음과 같이 제시한다.

- a) 동작오차(Operating tolerances)
 - (1) 주위온도 변동(Ambient temperature variations)
 - (2) 계전기 제어전원 변동(Relay control power variations)
 - (3) PT 정확도(Accuracy class of potential transformers)
 - (4) 계전기 정밀도(Repeatability of the relays)
- b) 정정오차(Setting tolerances)
 - (1) 계측기 정확도(Meter accuracy)
 - (2) 계측기 교정오차(Meter calibration tolerance)
 - (3) 절차에 의한 정정오차 범위(Setting tolerance permitted by procedures)

2.1.2 ANSI/ISA 67.04.01에 따른 정정요건[3]

ANSI/ISA67.04.01에 따른 안전등급 원자로 정지와 관련된 측정 및 계측기기 설정(Setpoint) 시 고려해야 하는 오차(Tolerances)들로 다음과 같이 제시한다.

- a) 관련 정확도(reference accuracy)
 - (1) 부합도(conformity, linearity)
 - (2) 히스테리시스(hysteresis)
 - (3) 데드밴드(dead band)
 - (4) 재현가능성(repeatability)
- b) 전원 변동(power supply voltage changes)
- c) 전원 주파수 변동(power supply frequency changes)
- d) 온도 변동(temperature changes)
- e) 습도 변동(humidity changes)
- f) 압력 변동(pressure changes)
- g) 진동(vibration)
- h) 방사선 노출(radiation exposure)
- i) AD 변환(analog-to-digital (A-D) conversion)
- j) DA 변환(digital-to-analog (D-A) conversion)
- k) 주위온도 변동(Ambient temperature variations)

2.2 허용오차 계산방법

2.1.1항과 2.1.2항에 따른 허용오차 계산방법에는 다음과 같이 제곱근합법(Square-root-sum-of-squares method, SRSS)과 대수적인 방법(Algebraic method)을 일반적으로 적용하고 있는데, 보다 정확성을 평가하기 위해 고려사항인 환경변수(저항, 온도, 전압, 습도 등)간 상호 영향에 대한 검토가 필요하다. 만약 상호 영향이 없는 독립적인(independent)인 경우에는 SRSS를 사용하고, 상호 영향을 주는 의존적(dependent) 변수들인 경우에는 대수적인 방법을 사용하여야 한다.

2.2.1 제곱근법(Square-root-sum-of-squares method, SRSS)

SRSS법에 따른 불확실도는 ISA-67.04.01-2000의 4.4.1항에 따라 다음의 식과 같이 평가하도록 요구하고 있는데, 여기서 변수 2개가 각각 상호 독립적인 입력변수 a, b의 불확실도를 갖는 경우에는 $(\pm a)$ 와 $(\pm b)$ 로 표현하며 이들의 불확실도(c)는 $=\sqrt{a^2+b^2}$ 로 표현할 수 있다.

2.2.1 대수법(Algebraic method)

대수법에 따른 불확실도는 ISA-RP67.04.02-2000의 6항에 따라 다음의 식과 같이 평가하도록 요구하고 있는데, 여기서 변수 2개가 각각 의존적인 입력변수 a, b의 불확실도를 갖는 경우 $(+a, -0)$ 와 $(+0, -b)$ 로 표현하며 이들의 불확실도(c)는 $c = \sqrt{(a+b)^2}$ 로 표현할 수 있다.

2.3 정정시 사전 영향평가 고려사항

전력기기는 그림 3과 같이 입력변수(X)인 온도(X1=T), 전압(X2=V), 전류(X3=I), 주파수(X4=F) 이외에 습도(H) 등의 변화에 따라 변수는 저항(R), 열(H), 진동(Vi), 측정기기(ME), 선로 임피던스(Z) 등과 영향을 주고 받아 오차가 발생하는 것은 불가피하다. 전기기기는 재료와 환경특성으로 영향을 주고받을 수 있고, 전자과 등의 영향으로부터도 영향이 거의 없다고 단정하기에는 어려운 실정이다. 이에 본 연구에서는 3.2항에서의 입력변수와 3.3.1항에서의 사용변수들에 대해 상호 의존적인 검토와 독립적인 검토 결과를 통해 비교하여 그 차이를 검토하였다.

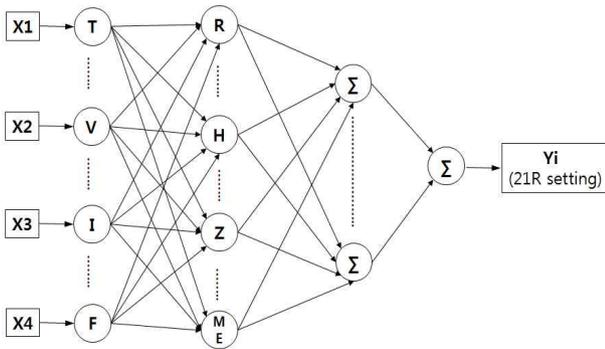


그림 3 21R tolerance 영향 변수
Fig. 3 21R tolerance effect parameter

3. 21R Tolerance 계산

3.1 일반사항

표 1과 같이 대부분의 국가에서는 IEEE C37.113[2]의 기준을 적용하여 고장형태를 단락과 지락으로 구분하지 않고 80~90%로

제시하고 있으나, 국내 정정기준에 의한 거리계전기는 Zone 1에 대해서 단락 시 자기구간의 80~85%, 지락 시 70~75%로 정정을 구분하고 있으나 이에 대한 정확한 근거를 찾기 어렵다.

표 1 IEEE C37.113과 KPX 기준 비교

Table 1 Compare IEEE C37.113 and KPX guide

구분	IEEE C37.113	KPX 보호장치 운영기준
Zone 1	80~90%(순시) (10~20%)	80~85%(단락) 70~75%(지락)
Zone 3	120%(15~30cycles)	125% (24cycles)/345kV (20.4cycles)/154kV
Zone 3	200% (time + coordination)	225%(100.2cyc)

일부 논문[6]에서는 85%의 의미로 CT/PT(각각 5%), 계산오차(±5%) 등의 오차(15%)와 여유를 고려하여 85%로 설명하고 있지만, 이 또한 정확한 영향요소를 반영한 정정기준과 정정계산법에 따른 것이 아닌 것으로 판단하였다.

따라서 본 장에서는 IEEE 741과 ANSI/ISA 67.04.01에 따라 2.1항의 검토사항과 2.2항의 계산방법 그리고 2.3항의 고려사항에서 제시한 바와 같이 각 전압, 전류, 온도, 측정기기의 오차 등의 변수들을 상호 의존적인 경우와 독립적인 경우별로 각각 정정기준에서 제시하고 있는 방법을 사용하여 계산하였다.

이에 대한 검증은 제4장에서 현재 적용하고 있는 거리계전기의 정정결과와 비교하여 수계산 결과로 건전성을 평가하였다.

3.2 연구에 사용한 기기별 Tolerance[4]

- a) 계전기 오차 : ±5%
- b) 계전기 전압변동 : ±0.25%
- c) 계전기 주위온도 변동 : ±0.625%
- d) 시험기기 오차 : ±0.3%
- e) 마진(Margin) : ±0.3%
- f) PT 오차 : ±0.3% (안전등급용), 일반용 ±5%
- g) CT 오차 : ±10%(IEEE C37.110에 따라 10% 이하, KPX는 5%)
- h) 전압오차 : ±5% (345kV±5%)

3.3 기기별 Tolerance 평가결과

3.3.1 기존 평가방법에 따른 계산 결과

국내 산업계에서 사용하고 있는 기준인 CT(a, 5%), PT(b, 5%), Impedance(c, 3%), calculation error(d, 5%)를 사용하면 다음 표 2와 같이 요약할 수 있다.

표 2 현재의 정정기준에 의한 계산 결과

Table 2 Calculation results for existing setting guides

구분	적용범위	계산식 및 결과	
KPX (ZONE1)	CT 5%	$\sqrt{A}(1 \pm \epsilon)$ = $\sqrt{A}(1 \pm 0.18) = 0.82 \sim 1.18$	
	CT 10%	$\sqrt{A}(1 \pm \epsilon)$ = $\sqrt{A}(1 \pm 0.23) = 0.77 \sim 1.23$	
ISA 67.04.1 (ZONE1)	SRSS	CT 5%	$\sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2}$ = 9.16%(90.84%)
		CT 10%	$\sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2}$ = 12.61%(87.39%)
		Relay (5%) 추가	$\sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2 + e^2}$ = 13.56%(86.44%)
	Algebraic	CT 5%	$\sqrt{(a+b)^2 + c^2 + d^2}$ = 11.58%(88.42%)
		CT 10%	$\sqrt{(a+b)^2 + c^2 + d^2}$ = 16.09%(83.91%)
		Relay (5%) 추가	$\sqrt{(a+b)^2 + c^2 + d^2 + e^2}$ = 16.85%(83.15%)

3.3.2 제안한 평가방법에 따른 계산 결과

최근에는 기기의 재료가 향상으로 계측기기(PT, CT 등)의 정밀도는 향상되고 있어 불확실도와 기존 오차를 적용한 계산결과는 다음 표 3과 같다. 여기서, 전압 또는 온도변화는 상호 의존적인 것으로 처리하였으며 시험용인 측정 장비와 여유는 각각 독립적인 변수로 계산하였다.

4. 21R Tolerance 계산결과 검토

4.1 일반사항

국내 전력계통 운영기준(KPX)의 정정방법에 따르면 CT는 5% 이나 IEEE C37.110에서는 비오차를 10%로 고려하여 보호구간 Zone 1에 대해 정정값을 계산하였다.

본 연구에서는 연구대상을 한정하기 위해 발전소 소내 단락시 내부 비울차동계전기 등이 존재함에 따라 외부고장인 송전선로 지락에 한하여 검토하였다.

KPX의 운영기준에 따라 검토하면 CT(5%) 적용 시 82% 이상이 되어야 하며 운영기준에서 제시하는 단락보다 적은 보호범위를 작은 지락인 경우, 보호하고자 하는 자기구간의 70~75%보다 최대 12% 차이가 발생하며 보호구간이 1km라 한다면 120m 이 오류가 발생하는 것이며 CT(10%)인 경우 77%로 최대 7%인 70m이 거리차이가 발생한다.

ISA 67.04.1에 따른 경우, 전압변동을 제외하면 88.79%로 KPX와 18.79%(187.9m) 차이가 발생하지만 KPX의 운영기준은 명확한 정정근거와 방법을 설명하기 어렵고 거리오차가 발생하고

표 3 제안한 정정기준에 의한 계산 결과

Table 3 Calculation results for supposed setting guides

구분	적용범위	계산식 및 결과	
KPX (ZONE1)	CT 5%	$\sqrt{A}(1 \pm \epsilon)$ = $\sqrt{A}(1 \pm 0.18) = 0.82 \sim 1.18$	
	CT 10%	$\sqrt{A}(1 \pm \epsilon)$ = $\sqrt{A}(1 \pm 0.23) = 0.77 \sim 1.23$	
ISA 67.04.1 (ZONE1)	상호 독립적	전압변동 제외	$\sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2 + e^2 + f^2 + g^2}$ = ±11.21%(88.79%) • distance × 0.8879 = 88.79L
		전압변동 반영	$\sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2 + e^2 + f^2 + g^2 + h^2}$ = ±12.28%(87.72%) • distance × 0.8772 = 87.72L
	상호 의존적	전압변동 제외	$\sqrt{(a+b+c+f+g)^2 + d^2 + e^2}$ = ±16.18%(83.82%) • distance × 0.8382 = 83.82L
		전압변동 반영	$\sqrt{(a+b+c+f+g+h)^2 + d^2 + e^2}$ = ±21.18%(78.82%) • distance × 0.7882 = 78.82L

표 4 기존과 제안한 정정기준에 의한 계산 결과

Table 4 Calculation results for existing and supposed setting guides

방법	KPX (현재)	제안한 계산방법		
		3.3.1항	3.3.2항	제안(안)
SRSS	CT 5%	9.16% (90.84%)	-	단락/지락 77-82%
	CT 10%	12.61% (87.39%)	-	
	Relay 추가	13.56% (86.44%)	11.21% (87.72%)	
Algebraic	CT 5%	11.58% (88.42%)	-	
	CT 10%	16.09% (83.91%)	-	
	Relay 추가	16.85% (83.15%)	21.18% (78.82%)	

있는 실정이므로 엔지니어에게는 제안된 계산방법이 기존 방법보다 좀 더 명확한 기준과 판단기준을 제시하는 것으로 평가될 수 있는 것으로 판단된다.

4.2 상호독립적 평가

4.2.1 전압변동이 제외된 경우

1) CT 5%

상호독립적인 경우 자기구간의 최대 88.79%이며 CT 5% (82%)와 비교시 6.79%, KPX의 단락시 최소 3.79%, 최대 8.79%, 지락시 최소 13.79%, 최대 18.79% 차이가 발생한다. 고장거리의 약 188m 차이가 날 수 있다.

2) CT 10%

자기구간의 최대 88.79%이며 CT 10%(77%)와 11.79%이다. 고장거리의 약 117m 차이가 날 수 있다.

4.2.2 전압변동이 반영된 경우

1) CT 5%

상호독립적인 경우 자기구간의 최대 87.72%이며 CT 5% (82%)와 비교시 5.72%, KPX의 단락시 최소 2.72%, 최대 7.72%, 지락시 최소 12.72%, 최대 17.72% 차이가 발생한다. 고장거리의 약 177m 차이가 날 수 있다.

2) CT 10%

자기구간의 최대 87.72%이며 CT 10%(77%)와 10.72%이다. 고장거리의 약 107m 차이가 날 수 있다.

4.3 상호의존적 평가

4.3.1 전압변동이 제외된 경우

1) CT 5%

상호독립적인 경우 자기구간의 최대 83.82%이며 CT 5% (82%)와 비교시 1.82%, KPX의 단락시 최소 1.18%, 최대 3.82%, 지락시 최소 8.82%, 최대 13.82% 차이가 발생한다. 고장거리의 약 138m 차이가 날 수 있다.

2) CT 10%

자기구간의 최대 83.82%이며 CT 10%(77%)와 비교시 6.82%이다. 고장거리의 약 68m 차이가 날 수 있다.

4.2.2 전압변동이 반영된 경우

1) CT 5%

상호독립적인 경우 자기구간의 최대 78.82%이며 CT 5% (82%)와 비교시 3.18%이며, KPX의 단락시 최소 1.18%, 최대 6.18%, 지락시 최소 3.82%, 최대 8.82% 차이가 발생한다. 고장 거리의 약 88m 차이가 날 수 있다.

2) CT 10%

자기구간의 최대 78.82%에 해당하며 CT 10%(77%)와 비교시 1.82%이다. 고장거리의 약 18m 차이가 날 수 있다.

5. 결 론

본 논문에서는 현재의 불명확한 거리계전기 정정기준과 방법에 대해 국제적인 기술기준인 IEEE와 ANSI/ISA에서 제안하는 방법을 인용하여 새로운 알고리즘에 가까운 체계적인 기준과 검토절차 그리고 방안을 제시하였다.

계측기기 등의 순간적인 온도과 전압 등의 변화에 응동하지 않는 재료(기기)와 환경적인 구성을 하는 경우에는 상호 독립적인 계산법을 사용할 수도 있으나 공간적인 문제와 절연재료의 특

성으로 상호 영향을 주어 변화하는 것이 일반적이며 설계와 검증 단계에서는 가장 가혹한 환경을 고려하여 평가하는 접근방법이 공학적인 판단 법이므로 상호 의존적으로 평가하는 것이 타당한 것으로 사료된다.

고장 시 고장구간을 신속하고 정확하게 보호계전기가 판단하여 동작하도록 적용 가능한 많은 계기 등의 오차를 반영하고 실측자료 검토를 통해 모의 분석한 후 설정범위를 재검토하는 것이 전력계통 안전성 유지와 불시정지를 최소화할 수 있는 방안이라 제안한다.

References

- [1] IEEE Std. 741-2007, IEEE Standard Criteria for the Protection of Class 1E Power Systems and Equipment in Nuclear Power Generating Stations. p. 4.
- [2] IEEE C37.113(IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, 5.1.3.1 Step distance schemes).
- [3] ANSI/ISA-67.04.01-2000, Setpoints for Nuclear Safety-Related Instrumentation.
- [4] The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Review on tolerance factors for 1E UVR setting at NPPs, pp. 367-372, Moon Su-Cheol, Kim Kern-Joong, 2011.
- [5] Korea Power Exchange, Protection Devices Operation Guide, p. 4, 2003.
- [6] JEET, A Probabilistic Approach to the Protection Capability Evaluation of Distance Relay in Transmission Systems, Wen-Hao Zhang, Seung-Jae Lee and Myeon-Song Choi, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Vol. 5, No. 3, pp. 407-414, 2010.

저 자 소 개



문 수 철 (Su-Cheol Moon)

1973년 8월 22일생. 1996년 제주대 전기공학 학과 졸업(학사), 2008년 충남대 전기공학과 졸업(석사), 2016년 동 대학원 졸업(공학박), 2000년~2005년 한국전기안전공사, 2005년~현재 한국원자력안전기술원, 발송배전기술사 E-mail : k608msc@kins.re.kr