

각 부하지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 수치해석적 방법의 개발

論 文

50A-9-6

Development of a New Numerical Analysis Method for Nodal Probabilistic Production Cost Simulation

金 弘 植* · 文 勝 必* · 崔 在 錫** · 盧 大 錫*** · 車 濬 敏§

(Hong-Sik Kim · Seung-Pil Moon · Jae-Seok Choi · Dae-Seok Rho · Jun-Min Cha)

Abstract - This paper illustrates a new numerical analysis method using a nodal effective load model for nodal probabilistic production cost simulation of the load point in a composite power system. The new effective load model includes capacities and uncertainties of generators as well as transmission lines. The CMELDC(composite power system effective load duration curve) based on the new effective load model at HLII(Hierarchical Level II) has been developed also. The CMELDC can be obtained from convolution integral processing of the outage capacity probabilistic distribution function of the fictitious generator and the original load duration curve given at the load point. It is expected that the new model for the CMELDC proposed in this study will provide some solutions to many problems based on nodal and decentralized operation and control of an electric power systems under competition environment in future. The CMELDC based on the new model at HLII will extend the application areas of nodal probabilistic production cost simulation, outage cost assessment and reliability evaluation etc. at load points. The characteristics and effectiveness of this new model are illustrated by a case study of MRBTS(Modified Roy Billinton Test System).

Key Words : Effective Load Model, CMELDC, Nodal Probabilistic Production Cost, Numerical Analysis Method

1. 서 론

전력산업의 전통적 구조는 수직적으로 통합된 전기사업자가 지역별로 독점사업자로 활동하는 가운데 정부가 계획, 운영 및 가격 책정 등에 대하여 다각적으로 규제하는 형태로 되어 있었다. 그러나, 전력산업은 전 세계적으로 국가주도형 독점체제로부터 자유경쟁체제로 전환하기 위하여 각종 관련규제가 철폐되거나 완화되고 있으며 국내적으로도 6개의 발전회사로 분리하는 등 우리나라 또한, 전력산업구조개편이 발전 부문부터 경쟁 도입을 통하여 활발히 진행되고 있다[1-4]. 결국 단계적 경쟁체제의 마지막 단계는 모든 소비자가 전력회사를 선택해 전기를 공급받을 수 있는 소매경쟁단계이므로 이 단계에서는 소비자는 값싼 전기를 선택하게 되고 결국엔 소비자가 전력시장의 중심이 된다[5-10]. 따라서, 각 부하지점측면에서 발전비용 및 신뢰도를 산정 할 수 있는 방법이 하루빨리 마련되어야 할 것이다. 이에, 본 연구에서는 이미 제안한 바 있는 발전계통 및 송전계통의 불확실성까지 고려한 복합전력계통에 대한 각 부하지점별 유효부하지속곡선(가칭CMELDC)을 이용하여 발전기 및 송전계통의 사고율과 같은 불확실성을 고려한 복합전력계통에서의 각 부하지점별 확

률론적 발전비용 산정을 위한 새로운 수치해석적 방법을 제시한다. 발전계통만을 고려한 HLI에서의 유효부하지속곡선(Effective Load Duration Curve : ELDC)은 1967년에 Baleriaux와 Jamouille가 제시하여 현재까지도 발전계통의 확률론적인 발전시뮬레이션이나 신뢰도 평가에 매우 유용하게 사용되어 왔다. 그 후 여러 연구자들에 의하여 전원계발계획이나 발전계통만을 대상으로 한 연구등에 적용되면서 계산속도 및 정확도 면에서 수많은 연구가 이루어져 왔으며 방법론 면에서도 많은 개선을 거듭하여 왔다. 한편, 확률론적 발전시뮬레이션과 밀접한 관계를 갖고 있는 발전계통 및 송전선로의 사고율과 같은 송전계통의 불확실성까지 포함한 복합전력계통의 신뢰도 평가개념은 Roy Billinton등 몇몇 연구자들에 의해 제시되었을 뿐 실제계에 대한 그 활용정도는 다소 미흡한 실정이다[11-15]. 그 이유는 복합전력계통의 신뢰도는 각 설비의 구성요소 및 각 지점의 부하크기등과 복잡하게 관련되어 있어 그 해석이 쉽지 않기 때문이며 복합전력계통에 대한 다각적인 각도에서의 확률론적 신뢰도 평가방법의 기존연구가 부족한데서 비롯된다. 본 연구에서는 복합전력계통에서의 확률론적 신뢰도평가 기법을 기초로 복합전력계통에서의 각 부하지점별 유효부하지속곡선을 작성할 수 있는 HLII에서의 유효부하모델을 제안하고 이를 이용하여 규제완화된 자유경쟁 체제 하에서 각 부하지점별 확률론적 발전비용을 산정할 수 있을 뿐만 아니라, 나아가 ITO 및 ISO와 같은 송전망 사업자에게도 송전망 사용료의 결정 방법론을 제시할 수 있는 복합전력계통에서의 각 부하지점별 확률론적 발전비산정을 위한 새로운 수치해석적 방법을 개발한다[16-20]. 이를 MRBTS에 적용하여 본 연구에서 새로이 개발한 모델 및 방법의 유용성을 다각적으로 검증하였다.

* 正 會 員 : 慶尙大 工大 電氣工學科 博士課程

** 終身會員 : 慶尙大 工大 電氣·電子工學部 副教授·工博

*** 正 會 員 : 韓國技術大 工大 電氣工學科 助教授·工博

§ 正 會 員 : 大眞大 工大 電氣工學科 助教授·工博

接受日字 : 2001年 7月 10日

最終完了 : 2001年 8月 30日

2. 복합전력계통에서의 유효부하 모델

2.1 HLI에서의 유효부하

그림 1과 같이 전력계통내의 모든 발전기가 신뢰성 100% 즉, 사고율이 0인 발전기만 존재한다면 발전기 사고로 인한 확률적 사고부하가 존재하지 않지만 모든 발전기는 고유의 사고율을 가지므로 발전기 사고에 기인한 확률적 사고부하가 전력계통내에 존재하게 된다. 이때, 그림 1과 같이 용량 C[MW]이고 사고정지율이 q인 발전기가 존재한다는 것은, 용량이 C[MW]이고 사고정지율이 0인 발전기와 q인 출현확률을 갖고 크기가 C[MW]인 가상부하가 동시에 존재한다는 것으로 등가화 할 수 있다. 이때 확률적 계통부하와 발전기 사고에 기인한 확률적 사고부하를 합하여 유효부하 (Effective load)라 정의하며 이의 확률변수를 정식화하면 식 (1)과 같다.

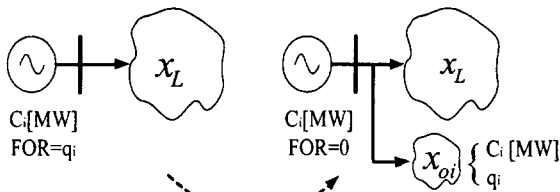


그림 1. HLI에서의 가상발전기와 계통부하 모델
Fig. 1. Fictitious generating units and system load model on HLI

$$x_e = x_L + \sum x_{oi} \tag{1}$$

단, x_e : 유효부하 확률변수
 x_L : 확률적 계통부하의 확률변수
 x_{oi} : i번째의 발전기에 의한 확률적 사고부하의 확률변수

그러므로 i번째 발전기까지 상승적분된 유효부하지속곡선의 확률분포함수 $\phi_i(x_e)$ 는 식 (2)와 같이 정의된다.

$$\begin{aligned} \phi_i(x_e) &= \phi_{i-1}(x_e) \otimes f_{oi}(x_{oi}) \\ &= \int \phi_{i-1}(x_e - x_{oi}) f_{oi}(x_{oi}) dx \end{aligned} \tag{2}$$

단, \otimes : 상승적분을 의미하는 연산자
 $\phi_o(x_e - x_{oi}) = \phi(x_L)$
 $f_{oi}(x_{oi})$: i번째 발전기의 사고용량 확률분포함수

만일, 발전계통 전체의 사고용량 확률분포함수를 알고 있으면 모든 발전기까지 상승적분된 유효부하지속곡선의 확률분포함수 $\phi_i(x_e)$ 는 식 (3)처럼 구해진다.

$$\phi_i(x_e) = \phi_o(x_e) \otimes f_{oi}(x_{oi}) \tag{3}$$

단, $f_{oi}(x_{oi})$: 발전계통 전체의 사고용량 확률분포함수

위에서 설명한 바와 같이 HLI에서의 유효부하는 발전기와 부하만을 고려할 뿐 송전선로의 용량 및 송전선로의 사고율과 같은 송전계통의 불확실성까지 포함하지 못하는 한계를 가지고 있는 모델이다. 따라서 본 연구자들은 발전계통 및 송전선의 사고율까지 고려한 복합전력계통에서의 유효부하 모델을 개발하여 각 부하지점별 확률론적 발전비용을 산정할 수 있는 방법을 제시한다.

2.2 HLI에서의 유효부하

HLI에서의 유효부하개념을 확장하여 발전계통 및 송전선로의 사고율등과 같은 불확실성까지 고려한 그림 2에서의 (a)와 같은 일반적인 복합전력계통(HLII)을 생각해보기로 하자. 그림(a)에서 CG와 CT는 발전기 및 송전선로의 용량을 나타내며 q와 q_i은 각각 발전기와 송전선로의 사고율을 나타낸다. 따라서, 그림(a)는 그림 (b)와 같이 각 발전기의 존재를 완전히 무시하는 대신 임의의 부하지점에 용량이 AP_{ij}[MW]이며 사고상태 발생확률이 q'인 가상발전기가 존재하는 것으로 등가화 할 수 있다. 그림(b)의 ${}_k f_{osi}$ 는 k부하지점에서의 #1 발전기부터 #i 운전된 경우의 종합적인 가상발전기 (Synthesized fictitious generator)의 사고용량확률분포함수를 나타낸다. 그러므로 발전계통(HLI)에서의 유효부하개념을 도입하여 그림 2의 (b)를 (c)그림처럼 크기가 CG [MW] 이고 사고율이 0인 발전기가 발전모선에 존재하고 q'인 출현확률을 갖고 크기가 AP_{ij}[MW]인 가상부하와 그 부하지점에서의 확률적 계통부하가 동시에 존재하는 것으로 등가화 할 수 있다. 이때 확률적 계통부하와 사고상태를 갖는 최대공급전력에 기인한 확률적 사고부하를 합하여 복합전력계통의 유효부하라고 정의할 수 있다. 이의 확률변수를 정식화하면 식 (4)와 같다.

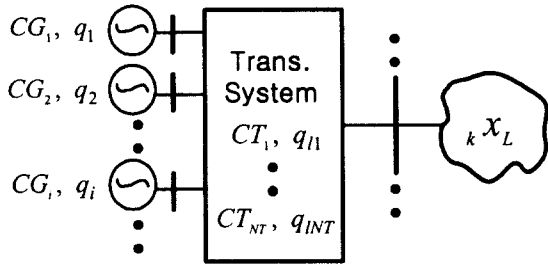
$${}_k x_e = {}_k x_L + \sum_{j=1}^{NS} {}_k x_{oj} \tag{4}$$

단, ${}_k x_e$: k부하지점에서 복합전력계통의 유효부하 확률변수
 ${}_k x_L$: k부하지점에서 확률적 계통부하의 확률변수
 ${}_k x_{oj}$: k부하지점에서 j번째 사고상태에서의 최대공급전력에 의한 확률적 사고부하의 확률변수
 NS: 계통상태의 총수

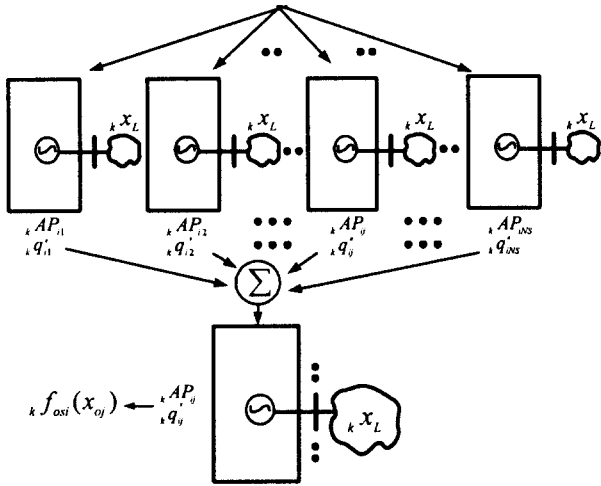
그러므로 발전기 #1부터 #i번째 발전기까지 투입된 후의 k 부하지점에서의 유효부하지속곡선의 확률분포함수 ${}_k \phi_i(x_e)$ 는 식 (5)와 같이 정의될 수 있다.

$$\begin{aligned} {}_k \phi_i(x_e) &= {}_k \phi_o(x_e) \otimes {}_k f_{osi}(x_{oi}) \\ &= \int {}_k \phi_o(x_e - x_{oi}) {}_k f_{osi}(x_{oi}) dx \end{aligned} \tag{5}$$

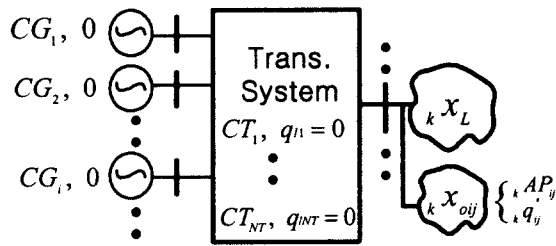
단, \otimes : 상승적분을 의미하는 연산자
 ${}_k \phi_o$: k부하지점에서의 부하지속곡선(LDC)



(a) Actual system



(b) Synthesized fictitious generator



(c)Equivalent system

그림 2. HLII에서의 부하지점별 가상발전기와 계통부하 모델

Fig. 2. Actual and equivalent systems and effective load nodal of HLII proposed in this study.

3. 부하지점별 가상발전기의 상태 확률분포 함수

본 연구에서는 k 부하지점에서의 #1 발전기부터 # i 운전된 경우의 종합적인 가상발전기(Synthesized fictitious generator) $k f_{oss}$ 의 사고용량 확률분포 함수를 구하는 것이 매우 중요한데, 이때의 상태 확률 및 최대공급전력의 산정은 다음과 같이 구하였다.

3.1 부하지점별 상태 확률 ($k q_{ij}$)

실계통에서는 발전기와 송전선로가 100개 정도일 때 상태 수는 2^{100} 이 된다. 이는 현재의 계산기로도 천문학적인 계산시간이 소요된다. 그러나 다행이 여러개의 발전기나 송전선로가 동시에 탈락될 확률값은 0에 가까우므로 이들을 모두 고려하여 계산할 필요는 없다. 그러므로 근사값이긴 하지만 계산시간 면에서 현실적인 식 (6)을 이용하는 것이 유리하다.

$$q_{ij} = P(e_j) Q(\bar{e}_j) \quad \exists \forall n(\bar{e}_j) \leq 4 \text{ or } 5 \quad (6)$$

- 단, \bar{e}_j : 상태 # j 에서의 사고요소의 집합
- $n(\bar{e}_j)$: \bar{e}_j 집합의 사고요소의 수
- $P(e_j)$: 사고용량 e_j 의 확률
- $Q(\bar{e}_j)$: 상태 \bar{e}_j 에서의 공급지장 확률

3.2 부하지점별 최대공급전력 산정 ($k AP_{ij}$)

어떤 임의의 부하지점에서 상태별 최대공급전력을 계산할 경우 가능해가 여러 개 있게된다. 그러므로 복합전력계통의 신뢰도 평가시에는 각 상태별로 어떤 목적하는 바에 따라 목적함수를 설정하여 조류계산을 실시하고 이의 결과에 준하여 각 부하지점별로 최대공급전력을 산정하여야 한다. 여기서는 다음과 같이 부하와 송전선로에 흐르는 전력을 미지변수로 하여 목적함수 및 제약조건을 설정한다.

3.2.1 목적함수

여기서는 문제의 편의상 여러 개의 가능해들 중에서 최소한의 공급지장전력이 발생하는 해를 구하는 것을 목표로 삼았다. 그러므로 송전선로의 손실을 무시하고 유효전력만을 대상으로 하여 최대공급지장전력을 일으키는 부하지점의 공급지장전력을 최소화하는 것을 목적함수로 설정할 수 있다. 이를 정식화 하면 식 (7)과 같다. 여기서 L_{pk} 와 x_k 는 각각 k 부하지점의 최대부하[MW] 및 최대공급전력[MW]을 의미한다.

$$\text{Minimize } \{ \text{Max}(L_{pk} - x_k) / L_{pk} \} \quad k \in B_L \quad (7)$$

- 단, B_L : 부하지점을 갖는 모선번호의 집합
- Max : Maximum의 약어임

3.2.2 제약조건

(가) 접속회로 제약조건

각 모선에서의 전력의 유출입의 합은 그 모선에 연결된 발전기의 용량내에 있어야 한다. 이를 정식화하면 식 (8)과 같다. 여기서 a_{ij} 는 각 부하지점도 지로로 취급하여 요소에 포함한 절점-지로 접속행렬의 i 행 j 렬의 요소이며 CG_i 는 i 번째 절점(모선)에 연결된 발전기의 총 용량이다.

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq CG_i \quad i \in B_B \quad (8)$$

단, B_B : 모든 모선번호의 집합
 n : 지로의 수(부하지점 및 송전선로의 수)
 CG_i : i 발전기의 용량

(나) 선로용량 제약조건

각 송전선로에 흐르는 전력은 주어진 송전선로의 용량 범위 내에 있어야 한다. 이를 정식화하면 식 (9)와 같다.

$$-CT_{lmax} \leq x_l \leq CT_{lmax} \quad l \in B_T \quad (9)$$

단, CT_{lmax} : l 번째 선로의 총용량 [MW]
 B_T : 송전선로 번호의 집합
 x_l : l 번째 선로의 전력조류[MW]

위의 제약조건들 및 목적함수를 매개변수 λ 를 도입하여 선형계획법으로 정식화하면 식 (10)과 같다.

$$\left. \begin{array}{l} \text{Minimize} \quad \lambda \\ \text{Subjective to} \\ \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq CG_i \quad i \in B_B \\ -CT_{lmax} \leq x_l \leq CT_{lmax} \quad l \in B_T \\ (L_{pk} - x_k)/L_{pk} \leq \lambda \quad k \in B_L \end{array} \right\} \quad (10)$$

즉, $k \in B_L$ 에 속하는 x_k 가 주어진 그 상태에서의 k 부하지점에 대한 최대도달가능전력이며 이를 그 부하지점에서의 최대공급전력 ${}_kAP_{ij}$ 로 삼을 수 있다. 차후, 송전선로의 과부하상태까지 고려한 실제적인 운전상황까지 고려할 필요가 있다고 사료된다.

4. 부하지점별 확률론적 발전비용 산정

그림 3은 발전기#1부터 # i 까지 투입되고 난 후의 k 부하지점의 CMELDC(${}_k\Phi_i$)와 신뢰도 지수인 전력부족시간 기대치(LOLE)와 공급장전전력량의 기대치(EENS)를 나타내고 있으며 식(11)과 식(12)와 같이 나타낼수 있다. 그림 3에서 L_{pk} 와 AP_{ik} 는 각각 발전기 #1부터 # i 까지 투입되고 난 후의 k 부하지점의 최대부하와 최대공급전력(최대도달가능전력)을 나타내고 있다.

$$LOLE_{ik} = {}_k\Phi_i(x) |_{x=AP_{ik}} \quad (11)$$

$$EENS_{ik} = \int_{AP_{ik}}^{AP_{ik} + L_{pk}} {}_k\Phi_i(x) dx \quad (12)$$

k 부하지점에서 # i 발전기까지 투입되고 난 이후의 각부하지점별 확률론적 발전량 ΔE_{ik} 는 식(13)과 같이 나타낼 수 있으며, 그때의 확률론적 발전비용 ΔPC_{ik} 는 식(14)와 같다.

$$\Delta E_{ik} = EENS_{i-1k} - EENS_{ik} \quad [\text{MWh}] \quad (13)$$

$$\Delta PC_{ik} = F_i(\Delta E_{ik}, LOLE_{i-k}) \quad [\$] \quad (14)$$

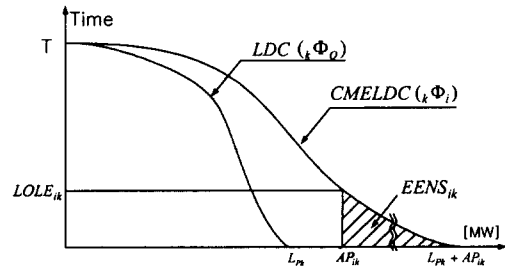


그림 3. k 부하지점의 ELDC와 신뢰도 지수
 Fig. 3. Reliability indices and ELDC at load point #k.

5. 흐름도

본 연구에서 제안한 각 부하지점별 발전비용 산정을 위한 수치해석적 방법의 흐름도는 그림 4와 같다. 흐름도에서 pdf는 확률분포함수를 나타낸다.

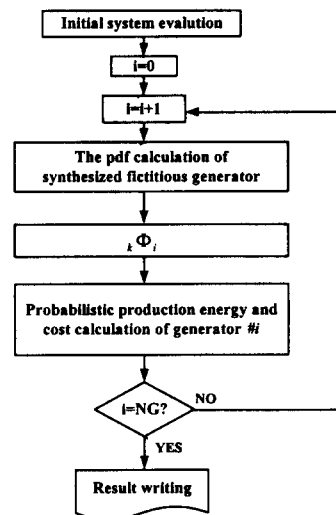


그림 4. 각 부하지점별 발전비용 산정을 위한 흐름도
 Fig. 4. The flow chart for nodal probabilistic production cost simulation.

6. 사례연구

본 연구에서 제안한 방법의 유용성을 살펴보기 위해 그림 5와 같은 MRBTS계통에 적용하여 보았다. 발전기와 송전선로의 용량 및 사고율의 입력자료는 그림 5에 나타난 것과 같다.

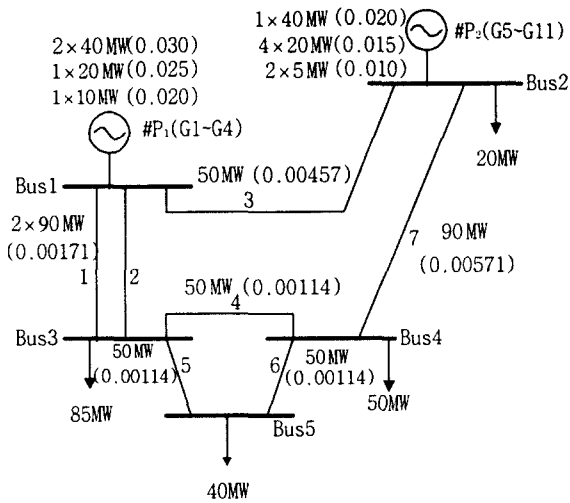


그림 5. 사례연구를 위한 MRBTS
Fig. 5. MRBTS for case study.

표 1은 연료비 함수 및 발전기투입순서를 나타내는 입력자료로서 모든 발전기는 화력발전기로 가정하였다. 우선, 본 연구에서 개발한 HLII에서의 확률론적 발전량을 구하기에 앞서 송전계통을 무시한 기존의 확률론적 발전비용산정법에 의한 HLI에서의 확률론적 발전량 및 발전비용을 구하면 표 2와 같았다.

표 1. 연료비함수

Table 1. Operating Cost Function[\$/h]

| Order | Loading order | Bus | Operating cost functions[\$/h] |
|-------|---------------|-----|--------------------------------|
| 1 | G5 | 2 | 11.41 + 0.5P |
| 2 | G 6~ G 9 | 2 | 5.71 + 0.5P |
| 3 | G 10~ G 11 | 2 | 1.43 + 0.5P |
| 4 | G 1~ G 2 | 1 | 90.18 + 12.0P |
| 5 | G3 | 1 | 77.63 + 12.25P |
| 6 | G4 | 1 | 68.49 + 12.5P |

표 2. HLI에서의 확률론적 발전비용의 결과

Table 2. Probabilistic Production Cost Simulation Result on HLI

| Order | Energy [MWh/day] | Production cost [\$/day] |
|-------|------------------|--------------------------|
| G5 | 940.8 | 1543.8528 |
| G6 | 463.8895 | 735.7019 |
| G7 | 457.6766 | 724.4361 |
| G8 | 455.291 | 720.7602 |
| G9 | 435.6782 | 685.9007 |
| G10 | 114.3693 | 163.9180 |
| G11 | 112.9748 | 158.0789 |
| G1 | 663.4555 | 13875.1686 |
| G2 | 169.5025 | 4087.8563 |
| G3 | 5.4827 | 137.0111 |
| G4 | 0.3592 | 14.5220 |
| Total | 3819.479 | 22846.9066 |

본 연구에서 개발한 HLII 에서의 유효부하개념을 이용하여

다음과 같이 몇가지 사례연구를 하여 보았다.

Case 1: MRBTS (기준)

Case 2: 각 송전선로의 사고율을 2배 증가

Case 3: 각 송전선로의 사고율을 50% 감소

Case 4: 발전기의 부하분담 우선순위에 따르지 않는다고 가정할 경우

6.1 case 1 (기준)

첫 번째로, 그림 5에서와 같은 MRBTS에 대한 시뮬레이션을 해 보았다. 표 3과 표4는 각각 각 부하지점별 발전량 및 발전비용을 나타내고 있으며 또한, 표 5는 각 부하지점 측면에서 바라본 각 발전기들의 발전단가를 나타내고 있다. 표2와 표3의 결과로부터 HLII에서의 확률론적 발전량이 HLI에서의 확률론적 발전량보다 작아지는 것은 송전선로의 용량 제약 및 사고율을 고려한데서 기인한 결과라고 사료된다. 그러므로, 표 3, 4와 같이 제시된 확률론적 발전량 및 발전비용의 결과로부터 각 부하지점 측면에서 발전기 및 송전선로의 사고율과 같은 불확실성까지 포함한 발전량 및 발전비용을 산정 할 수 있음을 알 수 있다. 그러므로 HLII와 HLI에서 구한 발전량의 차는 송전계통의 고려에서 비롯된 것으로 보여지며, 각 발전기에 대한 그 차이를 나타내면 그림 5와 같았다.

표 3. 각 부하지점별 확률론적 발전량[MWh/day]

Table 3. Nodal Probabilistic Production Energy [MWh/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| G5 | 96.4897 | 410.0811 | 241.2242 | 192.9793 | 940.7742 |
| G6 | 39.5422 | 205.8407 | 121.0827 | 96.8662 | 463.3318 |
| G7 | 32.6218 | 205.2442 | 120.7001 | 96.5838 | 455.15 |
| G8 | 32.3583 | 205.374 | 118.358 | 96.6433 | 452.7336 |
| G9 | 32.0804 | 204.5079 | 98.5591 | 96.2342 | 431.3815 |
| G10 | 8.71 | 56.0661 | 22.3108 | 26.3136 | 113.4005 |
| G11 | 8.6002 | 55.3818 | 22.0531 | 25.9896 | 112.0247 |
| G1 | 42.722 | 346.6604 | 118.9391 | 158.593 | 666.9145 |
| G2 | 16.1018 | 86.2321 | 35.0018 | 37.7334 | 175.0691 |
| G3 | 0.5901 | 3.6587 | 1.3966 | 1.6357 | 7.2811 |
| G4 | 0.0719 | 0.4297 | 0.1728 | 0.1835 | 0.8579 |
| Total | 309.8884 | 1779.476 | 899.7982 | 829.7558 | 3818.919 |

표 4. 각 부하지점별 확률론적 발전비용[\$/day]

Table 4. Nodal Probabilistic Production Cost [\$/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| G5 | 316.608 | 473.4037 | 388.9753 | 364.8529 | 1543.84 |
| G6 | 118.576 | 237.9047 | 195.5258 | 183.4175 | 735.424 |
| G7 | 106.9567 | 237.6065 | 195.3345 | 183.2763 | 723.174 |
| G8 | 106.3233 | 237.6422 | 191.9528 | 183.2769 | 719.1953 |
| G9 | 103.2952 | 237.1517 | 160.4438 | 183.0149 | 683.9057 |
| G10 | 20.9681 | 61.9667 | 33.5579 | 47.0904 | 163.5831 |
| G11 | 19.3717 | 61.3115 | 31.8083 | 45.3029 | 157.7944 |
| G1 | 1349.895 | 6217.421 | 2612.259 | 3751.869 | 13931.44 |
| G2 | 481.1944 | 1765.479 | 892.0556 | 1054.198 | 4192.927 |
| G3 | 18.7786 | 80.5927 | 36.1937 | 45.9196 | 181.4846 |
| G4 | 3.3244 | 13.388 | 6.1618 | 7.3835 | 30.2577 |
| Total | 2645.291 | 9623.868 | 4744.268 | 6049.601 | 23063.03 |

표 5. 각 부하지점별 확률론적 발전단가 [\$/MWh]

Table 5. Nodal Probabilistic Production Cost Per Unit Energy [\$/MWh]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | [/MWh] |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| G5 | 3.2813 | 1.1544 | 1.6125 | 1.8906 | 1.6401 |
| G6 | 2.9987 | 1.1558 | 1.6148 | 1.8935 | 1.5873 |
| G7 | 3.2787 | 1.1577 | 1.6183 | 1.8976 | 1.5889 |
| G8 | 3.2858 | 1.1571 | 1.6218 | 1.8964 | 1.5886 |
| G9 | 3.2199 | 1.1596 | 1.6279 | 1.9018 | 1.5854 |
| G10 | 2.4074 | 1.1052 | 1.5041 | 1.7896 | 1.4425 |
| G11 | 2.2525 | 1.1071 | 1.4423 | 1.7431 | 1.4086 |
| G1 | 31.5972 | 17.9352 | 21.963 | 23.6572 | 20.8894 |
| G2 | 29.8845 | 20.4736 | 25.486 | 27.938 | 23.9501 |
| G3 | 31.825 | 22.0277 | 25.9161 | 28.0725 | 24.9254 |
| G4 | 46.224 | 31.159 | 35.667 | 40.2305 | 35.2695 |
| [/MWh] | 8.5363 | 5.4083 | 5.2726 | 7.2908 | 6.0392 |

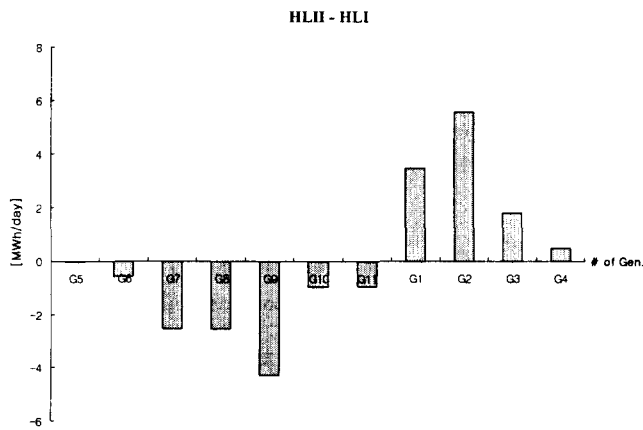


그림 5. 각 발전기의 HLI과 HLII의 확률론적 발전량의 차
Fig. 5. Probabilistic Production Energy Difference between HLII and HLI each Generators.

역시 이의 발전비용의 차를 보이면 그림 6과 같았다.

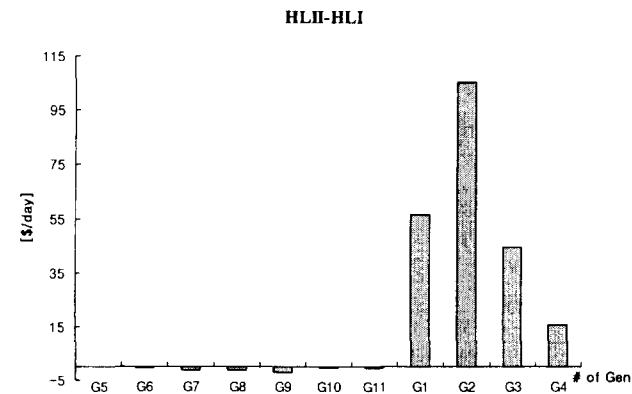


그림 6. 각 발전기의 HLI과 HLII의 확률론적 발전비용의 차
Fig. 6. Probabilistic Production Cost Difference between HLII and HLI each Generators.

나아가, 이의 발전단가의 차를 보이면 그림 7과 같았다.

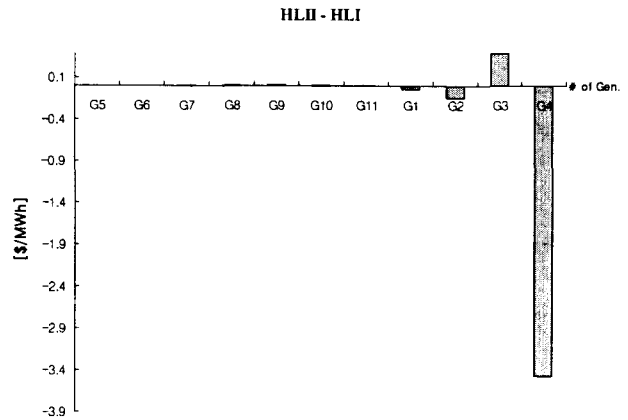


그림 7. 각 발전기의 HLI과 HLII의 확률론적 발전단가의 차
Fig. 7. Probabilistic Production Cost Per Unit Energy Difference between HLII and HLI each Generators.

이들 그림에서부터 앞으로 전력산업 구조개편후 송전망 사업자가 송전망 확충계획이나 운용계획시 각 발전기 사업자로부터 얼마나 발전비용과 발전량 측면에서 영향을 받을 것인가에 대한 정보를 정량적으로 파악할 수 있으며 차후 이러한 정보를 전력거래의 보다 합리적인 운영에 도움을 줄 것으로 사료된다.

6.2 case 2: 각 송전선로의 사고의 사고율을 2배 증가 (송전선로 보수유지가 잘 되지 못한 경우)

두 번째로, 본 연구의 유용성을 좀더 살펴보기 위하여 각 송전선로의 사고율을 2배 증가하여 보았다. 표 6은 각 송전선로의 사고율을 2배 증가했을때의 각 부하지점별 확률론적 발전량을 나타내는데 기준으로 한 Case1의 경우와 비교해 볼 때 송전선로의 사고율의 증가로 인한 영향으로 각 부하지점별 확률론적 발전량이 줄어들었음을 알 수 있다.

표 6. 각 부하지점별 확률론적 발전량 [MWh/day] (송전선로 사고율 2배증가)

Table 6. Nodal Probabilistic Production Energy [MWh/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|---------|----------|----------|----------|----------|
| G5 | 96.4817 | 410.0472 | 241.2043 | 192.9634 | 940.6966 |
| G6 | 39.5007 | 205.5799 | 120.9294 | 96.7435 | 462.7535 |
| G7 | 32.4427 | 204.1025 | 120.0285 | 96.0466 | 452.6204 |
| G8 | 32.1755 | 204.2084 | 117.6861 | 96.0948 | 450.1648 |
| G9 | 31.7616 | 202.4758 | 97.5855 | 95.2779 | 427.1008 |
| G10 | 8.635 | 55.5875 | 22.1255 | 26.0884 | 112.4363 |
| G11 | 8.5266 | 54.9124 | 21.8714 | 25.7687 | 111.0791 |
| G1 | 43.0424 | 347.9343 | 120.1551 | 159.2372 | 670.369 |
| G2 | 16.4632 | 89.0079 | 36.0846 | 39.0301 | 180.5858 |
| G3 | 0.6843 | 4.5989 | 1.7227 | 2.0591 | 9.0651 |
| G4 | 0.1073 | 0.6869 | 0.2752 | 0.2901 | 1.3596 |
| Total | 309.821 | 1779.142 | 899.6683 | 829.5998 | 3818.231 |

**6.3 case 3: 전체 송전선로 사고율 50% 감소
(송전선로 보수유지가 잘된 경우)**

세 번째로, 전체 송전선로의 사고율을 50% 감소시켜 보았다. 표 7은 이때의 각 부하지점별 발전량을 나타내고 있으며 예상했던 바와 같이 송전선로의 사고율을 감소시키기에 따라 기준으로 한 Case1의 경우와 비교해볼 때 각 부하지점별 확률론적 발전량이 다소 증가되었음을 알 수 있다.

**표 7. 각 부하지점별 확률론적 발전량 [MWh/day]
(송전선로 사고율50% 감소)**

Table 7. Nodal Probabilistic Production Energy [MWh/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| G5 | 96.4916 | 410.0895 | 241.2291 | 192.9833 | 940.7936 |
| G6 | 39.5622 | 205.9676 | 121.1574 | 96.9259 | 463.6132 |
| G7 | 32.7113 | 205.8145 | 121.0356 | 96.8522 | 456.4136 |
| G8 | 32.4494 | 205.9549 | 118.6928 | 96.9167 | 454.0138 |
| G9 | 32.2402 | 205.5268 | 99.0472 | 96.7137 | 433.5279 |
| G10 | 8.7477 | 56.3062 | 22.4038 | 26.4266 | 113.8843 |
| G11 | 8.6371 | 55.6173 | 22.1443 | 26.1004 | 112.4992 |
| G1 | 42.5622 | 346.0224 | 118.3307 | 158.2704 | 665.1856 |
| G2 | 15.9196 | 84.8354 | 34.4575 | 37.0798 | 172.2923 |
| G3 | 0.543 | 3.1838 | 1.2336 | 1.4233 | 6.3838 |
| G4 | 0.0543 | 0.3015 | 0.1218 | 0.1306 | 0.6082 |
| Total | 309.9188 | 1779.62 | 899.8539 | 829.8228 | 3819.216 |

6.4 case 4: 발전기의 부하분담 우선순위에 따르지 않는 경우

네 번째로, 발전기의 부하분담 우선순위에 따르지 않는 경우 즉, 앞으로 구조조정후 발전기가 bidding order에 따른다고 가정할 경우에 대하여 사례연구를 하여 보았다. 기준으로 한경우에 있어 2번모선의 값싼 발전기를 먼저 투입했으나, Case4에서는 값이 비싼 1번 발전기들을 먼저 투입하여 보았다. 표 8은 발전기의 부하분담 우선순위를 고려하지 않은 경우에 있어 확률론적 발전량을 나타내고 있는데 기준으로 한 Case 1의 경우와 비교해볼 때 확률론적인 발전량에 있어서는 별 차이를 보이지 않으나, 표 9와 같이 확률론적 발전비용에 있어서는 Case4의 경우가 기준으로 한 Case1의 경우보다 거의 3배가 비싸게 나왔음을 알 수 있다. 지금까지 소개한 결과를 종합적으로 알아보기 쉽도록 발전량, 발전비용, 발전단가, EENS, LOLE를 비교하여 표10에 나타내어 보았다. 먼저, 각 경우별 신뢰도 지수를 비교해 보면 HLI과 송전선로의 용량 제약 및 사고율을 고려한 Case 1~4의 EENS와 LOLE의 비교결과 송전계통을 고려하지 않은 HLI의 신뢰도값이 좋게 나왔으며, 기준으로 한 Case 1과 사고율을 2배 증가시킨 Case 2의 경우와 송전선로 사고율을 50%감소시킨 Case 3의 경우와 각각 비교해 볼 때 송전선로의 사고율을 2배 증가시

킨 Case 2의 경우에 있어 신뢰도 값이 기준으로 한 경우보다 나빠짐을 알 수 있고, 송전선로 사고율을 50% 감소시킨 Case 3의 경우의 신뢰도 값이 좋아짐을 알 수가 있다. 이는 결국 각 부하지점별 확률론적 발전량에도 영향을 미쳐 송전선로의 사고율이 증가한 Case2의 경우의 발전량이 기준으로 한 경우보다 작아지는 영향을 초래하게 되었다. 또한, 앞에서도 언급하였듯이 발전기의 부하분담 순위를 고려하지 않은 경우 Case4의 경우에는 신뢰도 값에는 크게 영향을 주지 않으나 발전비용 및 발전단가를 크게 상승시키는 요인이 되고 있음을 알 수가 있다.

**표 8. 각 부하지점별 확률론적 발전량 [MWh/day]
(발전기의 부하분담을 무시할 경우)**

Table 8. Nodal Probabilistic Production Energy[MWh/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| G1 | 95.5051 | 405.8966 | 238.7627 | 191.0101 | 931.1744 |
| G2 | 71.38 | 405.8957 | 238.7622 | 191.0097 | 907.0476 |
| G3 | 32.4204 | 203.9911 | 117.6426 | 95.9958 | 450.0499 |
| G4 | 18.0415 | 115.9811 | 56.3529 | 54.439 | 244.8146 |
| G5 | 61.3591 | 410.9959 | 161.0576 | 189.1288 | 822.5413 |
| G6 | 13.8888 | 142.6289 | 49.5628 | 66.9545 | 273.035 |
| G7 | 12.7797 | 69.2047 | 28.1675 | 29.7439 | 139.8959 |
| G8 | 3.6038 | 20.2708 | 7.596 | 9.4667 | 40.9373 |
| G9 | 0.7472 | 3.7912 | 1.5784 | 1.6279 | 7.7445 |
| G10 | 0.1617 | 0.7152 | 0.2837 | 0.3336 | 1.4944 |
| G11 | 0.0196 | 0.1122 | 0.0415 | 0.0524 | 0.2256 |
| Total | 309.9069 | 1779.483 | 899.8078 | 829.7625 | 3818.961 |

**표 9. 각 부하지점별 확률론적 발전비용 [\$]/day
(발전기의 부하분담을 무시할 경우)**

Table 9. Nodal Probabilistic Production Cost [\$/day]

| Order | Bus2 | Bus3 | Bus4 | Bus5 | Total |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| G1 | 3245.451 | 6970.149 | 4964.543 | 4391.512 | 19571.65 |
| G2 | 2398.999 | 6970.139 | 4964.537 | 4391.507 | 18725.18 |
| G3 | 1615.064 | 4315.433 | 3228.448 | 2992.491 | 12151.44 |
| G4 | 1268.313 | 3060.649 | 2036.786 | 2291.373 | 8657.12 |
| G5 | 180.5663 | 468.9372 | 277.3476 | 358.0037 | 1284.855 |
| G6 | 40.2049 | 161.7954 | 78.2655 | 115.9962 | 396.262 |
| G7 | 25.2334 | 82.4646 | 44.7222 | 54.2052 | 206.6253 |
| G8 | 6.9676 | 28.8465 | 12.3671 | 16.0879 | 64.269 |
| G9 | 1.507 | 4.9346 | 2.6612 | 3.1453 | 12.2481 |
| G10 | 0.1574 | 0.6364 | 0.2681 | 0.3258 | 1.3877 |
| G11 | 0.0406 | 0.1452 | 0.0708 | 0.0927 | 0.3492 |
| Total | 8782.504 | 22064.13 | 15610.02 | 14614.74 | 61071.39 |

표 10 각 사례연구의 결과비교

Table 10. Result comparison of Case Study

| | HLI | HLII | | | |
|----------------------------|--------------|-----------|----------------|-----------------|-------------------------|
| | | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 |
| | 송전계통을 무시한 경우 | 기준 | 송전선로 사고율 2배 증가 | 송전선로 사고율 50% 감소 | 발전기의 부하분담 순위를 고려하지 않은 것 |
| 발전량 [MWh/day] | 3819.479 | 3818.919 | 3818.231 | 3819.216 | 3818.961 |
| 발전비용 [\$/day] | 22846.907 | 23063.030 | 23278.967 | 22954.993 | 61071.390 |
| 발전단가 [\$/MWh] | 5.982 | 6.039 | 6.097 | 6.010 | 15.992 |
| Bulk System EENS [MWh/day] | 0.5208 | 1.0812 | 1.7691 | 0.7846 | 1.0395 |
| Bulk System LOLE [hrs/day] | 0.0223 | 0.0449 | 0.0696 | 0.0333 | 0.0375 |

7. 결 론

본 연구에서는 발전기 및 송전계통의 사고율과 같은 불확실성을 고려한 복합전력계통에서의 각 부하지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 새로운 유효부하 모델을 제시하였다. 그리고 본 연구의 유용성을 전체 송전선로의 사고율증가 및 감소 그리고 발전기 부하분담 우선순위의 변동에 대한 경우 등 다각적인 사례연구를 통해서 각 부하지점별 확률론적 발전량 및 발전비용 뿐만 아니라 각 부하지점 측면에서 바라본 각 발전기의 발전단가를 살펴보았다. 본 연구에서 제안하는 새로운 발전비용산정방법을 이용하여 규제완화 된 자유경쟁 체제 하에서 각 부하지점별 확률론적 발전비용을 산정 할 수 있을 뿐만 아니라, 나아가 ITO 및 ISO와 같은 송전망 사업자에도 송전망의 확률론적인 계통특성까지 고려한 송전망 사용료 결정 방법론을 제시할 수 있는 중요한 개념을 제공할 수 있을 것으로 기대되며 복합전력계통의 신뢰도와 발전계통의 신뢰도 차이가 송전계통의 신뢰도에 착안하여 송전계통의 신뢰도가치까지 산정 할 수 있을 것으로 사료된다. 차후, 본 연구를 바탕으로한 우리나라 실계통까지 적용할 수 있는 프로그램을 확보하여 시뮬레이션을 할 계획이다.

감사의 글

본 연구는 한국과학재단 목적기초연구 (과제번호: 2000-1-30200-006-3)지원으로 수행된 결과의 일부임.

참 고 문 헌

[1] W.S Read, W.K. Newman, I.J. Perez-Arriaga, H.Rudnick, M.R. Gent & A.J. Roman, "Reliability in the New Market Structure (Part1)" IEEE Power Engineering Review, December, 1999, p.4~14.
 [2] W.S Read, W.K. Newman, I.J. Perez-Arriaga, H.Rudnick, M.R. Gent & A.J. Roman. "Reliability in the New Market Structure (Part2)" IEEE Power Engineering Review, January, 1999, p.10~16.
 [3] CEA, *Industry Restructuring - News & Info*: CEA connections online news, March 2000.
 [4] IMO, "Participating in Ontario's New Competitive Electricity Market" Overview Report by IMO, November 1999.
 [5] Joseph Vardi and Benjamin Avi-Itzhak, *Electric Energy*

Generation; Economics, Reliability and Rates: MIT, 1981.
 [6] X. Wang and J.R. McDonald, *Modern Power System Planning*: McGraw-Hill, 1994.
 [7] A.J. Wood and B.F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*: John Wiley & Sons, 1984.
 [8] J.P. Stremel, R.T. Jenkins, R.A. Babb, and W.D. Bayless, "Production Costing Using the Cumulant Method of Representing the Equivalent Load Curve," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-99, no.5, pp.1947-1956, Sep./Oct. 1980.
 [9] D.J. Levy and E.P. Kahn, "Accuracy of the Edgeworth Expansion of LOLP Calculations in Small Power Systems," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-101, no.4, pp.986-996, April 1982.
 [10] G. Gross, N.V. Garapic and B. McNutt, "The Mixture of Normals Approximation Technique for Equivalent Load Duration Curves," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.3, no.2, pp.368-374, May 1988.
 [11] R.L. Sullivan, *Power System Planning*: McGraw-Hill, 1977.
 [12] Roy Billinton and Wenyuan Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*: Plenum Press, 1994.
 [13] Roy Billinton and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*: Plenum Press, 1984.
 [14] Roy Billinton and Easin Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.PS-7, no.1, pp.65-72, February 1992.
 [15] Roy Billinton and W. Zhang, "Enhanced Adequacy Equivalent for Composite Power System Reliability Evaluation", *IEE Proc.GTD*, vol.143, no.5, pp.420-426, September 1996.
 [16] Jaeseok Choi, Daeho Do, Seungpil Moon and Roy Billinton, "Development of a Method for ELDC Construction in a Composite Power System" in *Proceedings of Large Engineering Systems Conference on Power System99(LESCOPE99)*, pp.189-194, Halifax, NS, Canada, June 20-22, 1999.
 [17] Jaeseok Choi, Seungpil Moon, Hongsik Kim, Byongjun Lee and Roy Billinton, "Development of ELDC and Reliability Evaluation of Composite Power System Using Monte Carlo

Method", in *Proceedings of IEEE PES SM2000 Conference*, Seattle, WA, USA, July 16-20 2000.

- [18] 김 홍식, 임 채현, 최 재석, 이 순영, 차 준민, "규제완화된 전력시장 하에서의 전력계통 신뢰도 할당 방법에 관한 연구" 2000년 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.394-396.
- [19] 차 준민, 김 홍식, 최 재석, 오 광해, "규제완화된

- 전력시장 하에서의 송전계통 신뢰도 평가방법의 개발" 2000년 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.397-399.
- [20] 김 홍식, 문 승필, 최 재석, 노 대석, " 각 부하지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 수치해석적 방법" 2001년 대한전기학회 전력기술부문회 춘계학술대회 논문집, pp.112-115.

저 자 소 개



김 홍 식 (金 弘 植)
 1973년 9월 15일 생. 1998년 경상대 공대 전기공학과 졸업. 2000년 2월 경상대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2000년 3월~현재 동대학원 박사과정
 Tel : 055-751-5342, Fax : 055-759-2723
 E-mail : hongsik@cecc-1.gsnu.ac.kr



노 대 석 (盧 大 錫)
 1964년 2월 21일 생. 1985년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1987년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 3월 일본북해도대 전기공학과 졸업(공학). 1987년~1998년 한국전기연구소 근무. 1999~현재 한국기술교육대 정보기술공학부 조교수
 Tel : 041-560-1167
 E-mail : dsrho@kut.ac.kr



문 승 필 (文 勝 必)
 1970년 3월 5일 생. 1996년 경상대 공대 전기공학과 졸업. 1998년 경상대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1999년 3월~현재 동대학원 전기공학과 박사과정
 Tel : 055-751-5342, Fax : 055-759-2723
 E-mail : spmoon@shinbiro.com



차 준 민 (車 濬 敏)
 1964년 5월 9일 생. 1989년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1991년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학). 1996년~현재 대진대 전기공학과 조교수
 Tel : 031-539-1915
 E-mail : chamin@road.daejin.ac.kr



최 재 석 (崔 在 錫)
 1958년 4월 29일 생. 1981년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 고려대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1990년 동대 대학원 전기공학과 졸업(공학). 1996년~1997년 캐나다 사스캐치완대 전기공학과 방문교수.

1990년~현재 경상대 전기공학과 부교수
 Tel : 055-751-5347, Fax : 055-759-2723
 E-mail : jschoi@nongae.gsnu.ac.kr