

Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power System Interconnection

손 현 일* · 배 인 수** · 전 동 훈*** · 김 진 오†
(Hyun-Il Son · In-Su Bae · Dong-Hoon Jeon · Jin-O Kim)

Abstract - As the electrical power industry is restructured, the electrical power exchange is becoming extended. One of the key information used to determine how much power can be transferred through the network is known as available transfer capability (ATC). To calculate ATC, traditional deterministic approach is based on the severest case, but the approach has the complexity of procedure. Therefore, novel approach for ATC calculation is proposed using cost-optimization method, well-being method and risk-benefit method in this paper. This paper proposes the optimal transfer capability of HVDC system between mainland and a separated island in Korea through these three methods. These methods will consider production cost, wheeling charge through HVDC system and outage cost with one depth (N-1 contingency).

Key Words : ATC, Cost-optimization method, Risk-benefit method, Well-being method.

1. 서 론

전력산업의 환경은 전력산업 구조개편, 전력거래 시장의 활성화, 환경규제, 지역간 전력연계, 계통의 대규모화와 복잡화 등의 요인으로 급격하게 변화하고 있다. 이러한 전력산업 변화는 전력회사들에게 기존의 신뢰도 위주의 운영에서 자사의 이익 극대화라는 시장논리에 따라 효율적인 전력계통 운영방안을 생각하지 않을 수 없게 되었다. 이러한 전력계통을 안정적으로 운영하면서 사업적 이용을 확대하기 위한 다양한 방법들이 이용되고 있으며, 특히 기존 선로의 효율적 이용을 위한 최적 송전용량을 산정하는 것은 중요하게 되었다.[1]

지금까지는 최적 송전용량을 산정하기 위해 조류계산을 이용한 결정론적 방안과 확률을 도입한 확률론적 방안을 산정방안으로 제시되었다. 그러나 그 계산의 복잡함과 시시각각 달라지는 계통상황에 능동적으로 대처하기 위해서는 다른 방안을 요구하게 되었으며, 본 논문에서는 조류계산 대신 비용최적화를 이용한 방안[2], 경제성 평가방안[4]과 신뢰도 평가방법[5-7]을 제시함으로써 계통상황에 능동적으로 대처할 수 있는 최적 송전용량 산정방안을 제시하도록 하겠다.

제안된 방안을 실제 계통상황에 적합한지 검증하기 위해 연계된 지역 간의 전력거래를 위한 전력시스템인 직류송전 시스템(HVDC : High-Voltage Direct Current)의 이용하겠

다. 해남-제주간 HVDC는 고립계통인 제주지역을 HVDC를 이용하여 KEPCO시스템과 연계한 전력설비로 1998년에 상업운전을 시작하였으며, 현재 제주도 전력수요의 약 40%를 담당하고 있다.

본 논문에서 사용된 데이터는 2008년 6월 계통한계가격(SMP), 발전데이터 및 제주부하를 이용하여 ATC 산정방안 세 가지를 비교하도록 하겠다.[8]

2. 본 론

최적송전용량을 산정하기 위한 여러 방안들이 존재하고 있으며, 각각의 용도에 맞춰서 계산이 가능하다. 본 논문에서는 비용최적화를 통한 Cost-optimization method, 경제성 평가인 Risk-benefit method, 그리고 신뢰도평가를 기반으로 한 Well-being method를 비교하였다.

2.1 비용최적화 방안 (Cost-optimization method)

비용최적화를 통한 최적 송전용량 산정은 비용이 최소화 되었을 때, 가장 많은 이익이 발생하는 다는 경제적인 관점에서 출발한 방법이다. 이러한 방안은 다음 식 (1)처럼 표현될 수 있다. [2]

$$\min [C] = C_G + C_W + C_O \quad (1)$$

여기서,

C : 전체 소비자 비용 [₩]

C_G : 발전비용 [₩/MWh]

C_W : 연계지역간의 수전비용 [₩/MWh]

C_O : 정전비용 [₩/MWh]

* 정 회 원 : 한양대 전기공학과 박사과정
 ** 정 회 원 : 강원대 전기공학과 조교수
 *** 정 회 원 : 한국전력공사 전력연구원 선임연구원
 † 교신저자, 정회원 : 한양대 전기공학과 교수
 E-mail : jokim@hanyang.ac.kr
 접수일자 : 2009년 10월 30일
 최종완료 : 2010년 3월 17일

2.1.1 연계지역간의 수전비용 계산

수전비용은 연계된 지역 간의 LMP와 수전용량을 통해 산정된다. 식 (2)는 임의의 시각 t 에서의 수전비용을 산정수식화한 것이다.

$$C_W(t) = LMP(t) \times T(t) \quad (2)$$

여기서,

$LMP(t)$: 시각 t 에서의 local marginal price [₩/MWh]

$T(t)$: 연계선로를 통한 수전용량 [MW]

2.1.2 발전비용 계산

발전비용에는 부하에 전력을 공급하는 지역에서의 고정비(감가상각비, 인건비 등)와 변동비(연료비용 등)가 있으며, 그 중 발전비용 중에 가장 많은 부분을 차지하는 연료비의 계산으로 발전비용을 대치한다.

일반적인 Economic dispatch에서는 발전단가가 낮은 순서대로 발전순서를 결정하고, 예상되는 부하수준에 맞추어 발전기를 운영함으로써 가장 경제적인 운영을 할 수 있다.

1) 연계계통에서 수전되는 전력이 없는 경우, 시각 t 에서의 수요 $L(t)$ 가 $\sum_{i=1}^{k-1} G_i \leq L(t) \leq \sum_{i=1}^k G_i$ 라면, 그때의 최소 발전비용은

$$C_G(t) = \sum_{i=1}^{k-1} G_i \cdot g_i + \left(L(t) - \sum_{i=1}^{k-1} G_i \right) \cdot g_k \quad (3)$$

여기서,

G_i : i 번째 발전기의 발전량 [MW]

g_i : i 번째 발전기의 연료비용 [₩/MW]

2) 연계계통에서 수전되는 전력이 있는 경우, 시각 t 에서의 수요 $L(t)$ 가 $\sum_{i=1}^{k-1} G_i \leq L(t) - T(t) \leq \sum_{i=1}^k G_i$ 라면, 그때의 최소 발전비용은

$$C_G(t) = \sum_{i=1}^{k-1} G_i \cdot g_i + \left(L(t) - T(t) - \sum_{i=1}^{k-1} G_i \right) \cdot g_k \quad (4)$$

이러한 연료비와 공급예비력, 기동비용 등이 더해져서 최종적인 발전비용으로 산정이 될 것이다.

2.1.2 정전비용 계산

정전비용은 상정사고가 발생하였을 때 발생하는 비용으로써, 상정사고로 인해 전력을 공급받지 못한 소비자가 입는 피해액과 전력을 판매하지 못하여 발생하는 전력판매자의 손해, 그리고 상정사고 복구에 발생하는 복구비용이 있다.

이러한 정전비용을 계산하는 방안에는 크게 거시적인 접근법과 미시적인 접근법으로 구분할 수 있다. 거시적인 접근법은 국민경제 전체와 연관해서 포괄적으로 검토하는

방법이며, 미시적인 접근법은 개개의 고객을 대상으로 대규모 설문조사들을 통해 고객의 업종별 정전비용을 추정하는 방법이다. [3]

본 논문에서는 간략한 정전비용의 산출을 위해서 다음과 같은 계산식을 이용한다.

$$C_O(t) = ENS(t) \times C_e \quad (5)$$

여기서,

$ENS(t)$: 정전지속시간 t 에의 미공급 전력량 [MW]

C_e : GNP 대비 전력 소비량 [₩/MW]

$$C_e = \frac{\text{경제활동으로 얻어진 총이익}}{\text{경제활동에 소비된 총전력량}}$$

2.2 경제성 평가 방안 (Risk-Benefit method)

Risk-benefit method는 경제성 평가를 기반으로 한 방법으로써, 전력공급량에 따른 Benefit함수와 Risk함수를 계산하여, 그 이익이 최대로 되는 점을 찾는 것이 목적이다. 이러한 R/B 분석방안의 기본원리는 자원의 활용이 높아질수록 더 큰 Risk를 감내하여야 함을 의미한다. [4]

2.2.1 Benefit 함수

Benefit과 Risk 간의 관계함수는 단일하게 결정할 수는 없는데, 이는 각 전력시스템 혹은 시장마다 추구하는 목적이 나 그 구조가 다르기 때문이다. 하지만 일반적인 전력시장을 고려할 경우, 시장참여자가 송전용량 확대에 의해 얻을 수 있는 이익을 분석하여 Benefit 함수를 구성할 수 있다.

송전용량의 증대는 모든 전력계통 구성원에게 영향을 미친다. 따라서 송전용량의 Benefit 함수는 이러한 영향을 최대한 반영하도록 구성하여야 할 것이다.

송전망 이용으로 인한 이익은 송전망 소유자의 이익, 즉 송전망 이용요금의 증가로 나타날 것이다. 그리고 발전사업자와 판매 사업자의 판매 증대로 인한 이익 및 전력 소비자의 생산 활동에 사용되는 전력을 통해 얻어지는 전력 수요자의 이익을 들 수 있다. 따라서 Benefit 함수는 다음과 같이 식 (6)으로 표현 할 수 있다.

$$B(x) = \alpha_{BG} \cdot B_G(x) + \alpha_{BU} \cdot B_U(x) + \alpha_{BC} \cdot B_C(x) \quad (6)$$

여기서,

$\alpha_{BG}, \alpha_{BU}, \alpha_{BC}$: 가중계수

B_G : 발전사업자의 이익 [₩]

$$B_G = x_e \cdot LMP$$

x_e : 전력시장과의 발전계약량 [MW]

B_U : 송전망 소유자의 이익 [₩]

$$B_U = x \cdot P_s - x_e \cdot LMP + b_U$$

x : 전력소비자에게 판매되는 전력량 [MW]

P_s : 소비자와의 전력공급 계약 단가 [₩/MW]

b_U : 부가서비스로 인해 얻는 이익

B_C : 전력 소비자의 이익 [₩]

$$B_C = x \cdot (C_e - P_s)$$

C_e : GNP 대비 전력 소비량 [₩/MW]

2.2.2 Risk 함수

송전용량의 증대로 모든 전력계통 구성원이 이익을 얻을 수 있지만 동시에 손실 및 부하차단의 위험도 증가하게 된다. 즉, 손전 전력량의 증가는 증가량에 비례하여 그 손실을 증가시킨다. 또한 고장발생가능성에 따라 최종 소비자가 겪을 수 있는 부하차단의 확률이 증가하게 된다. 이러한 정전으로 인한 금전적인 영향은 정전전력비용 혹은 소비자 정전피해 비용으로 고려하여야 한다. 부하 공급되는 전력량 x 에 대하여 많은 형태의 정전 이벤트가 발생할 수 있기 때문에 Risk 함수는 확률적 특성을 보이게 되며, 다음과 같이 식 (7)로 표현할 수 있다.

$$R(x) = \sum_{s=0}^x L(x,s) \cdot f(s) \Delta s \quad (7)$$

여기서,

s : 전력 공급 차단량

$f(s)$: 전력이 s 만큼 차단될 확률

$L(x,s)$: 금전적 손실 함수

$$L(x,s) = \alpha_{RG} \cdot R_G + \alpha_{RU} \cdot R_U + \alpha_{RC} \cdot R_C$$

$\alpha_{RG}, \alpha_{RU}, \alpha_{RC}$: 가중계수

R_G : 발전사업자의 손실

$$R_G = (x_G - x_e) \cdot LMP + r_G$$

x_G : 과생산량

r_G : 발전사업자의 손실비용

R_U : 송전망 소유자의 손실

$$R_U = (x - x_e) \cdot LMP + r_U$$

r_U : 송전망 소유자의 손실비용

R_C : 전력 소비자의 손실

$$R_C = s \cdot C_e - p$$

p : 정전에 따른 보상금 수령액
가 된다.

이중에서, 발전사업자의 손실비용(r_G)에는 변동비(인건비, 연료비), 발전손실량에 따른 손실, 발전기동비, 설비 감가상각비, 유지보수비, 정전비용(발전기 탈락으로 인해 발생하지 못한 수익과 계약 불이행에 따른 penalty)이 있으며, 송전망 소유자의 손실비용(r_U)에는 선로 손실, 선로 혼잡비용, DR 보상금, 설비 감가상각비, 유지보수비, 정전비용(설비 고장으로 인해 발생하지 못한 수익과 계약 불이행에 따른 Penalty)이 있으며, 끝으로 소비자에게 발생하는 손실(R_C)은 정전으로 인해 경제 활동을 하지 못한 손해에서 다른 사업자로부터 받은 보상금을 뺀 만큼이 손실이 된다.

2.2.3 경제성 평가방안의 송전용량 산정

적정한 송전용량 결정을 위해서는 Benefit 함수에서 Risk 함수를 제한 순 Benefit 함수를 최대화 시켜야 한다. 최적의 송전용량 전송점에서의 순 Benefit 함수의 미분값은 "0"이 되며, 이러한 함수는 불연속 함수를 갖기 때문에 미분이 어

려우므로 다음과 같이 근사화시켜서 적용하는 것이 용이하다.

$$B(x_{n-1} + \Delta x) - B(x_{n-1}) = R(x_{n-1} + \Delta x) - R(x_{n-1}) \quad (8)$$

2.3 Well-being 평가방안 (Well-being method)

전력시스템은 확률적인 특성을 보이는 많은 요소들이 유기적으로 결합된 복잡한 시스템이다. 그동안 전반적인 전력시스템의 운영 성능을 특정 신뢰도 지수의 위반 여부를 기준으로 구분한 운영상태 평가 체계를 제하였다. 이러한 시스템 운영상태 구분은 필요이상으로 세분되어 있으므로 시스템 상태를 Healthy, Marginal 그리고 At Risk의 3가지 상태로만 구분한 Well-being 상태로 평가한다. [5-7]

Healthy State : 모든 설비와 운영제약 조건이 모두 제한치 안으로 유지되고 있는 상태로 현재(N-0)나 상정사고가 발생한 (N-1) 상정사고에도 수요보다 공급량이 많은 상태

$$P^H = P_i^N, \text{ when } EC_i^N > L, EC_i^{N-1} > L \quad (9)$$

여기서,

P^H : Healthy State일 확률

P_i^N : Case i 의 정상상태(N-0)의 확률

EC_i^N : Case i 의 정상상태에서의 공급기대치

L : 수요

EC_i^{N-1} : Case i 의 (N-1) 상태에서의 공급기대치

Marginal State : 모든 운영제약조건이 제한치 안으로 유지되고 있지만, 부하의 증가나 설비의 고장이 발생할 경우 Risk State로 천이하게 되며, 부하감소나 고장설비의 수리 및 대체가 일어날 경우 Healthy State로 복귀함. 현재(N-0)은 수요를 충족시키나, 상정사고가 발생할 경우(N-1)에는 수요보다 공급량이 부족해 지는 상태

$$P^M = P_i^N, \text{ when } EC_i^N > L, EC_i^{N-1} < L \quad (10)$$

여기서,

P^M : Marginal State일 확률

Risk State : Marginal State에서 복구동작이전에 부하가 추가적으로 증가하거나 다른 설비의 고장이 발생한 경우로 현재(N-0)의 공급량이 수요보다 부족한 상태.

$$P^R = P_i^N, \text{ when } EC_i^N < L \quad (11)$$

여기서,

P^R : Risk State일 확률

시스템 각 구성요소들의 상태확률로 이루어지는 각 영역에 대한 상태확률인 Well-being 지수는 다음과 같은 방법으로 산정할 수 있다.

N-0에서의 부하에 공급되는 전력량 기대치는

$$EC_i^N = \sum_{j=1}^J A_j \cdot x_{ij} \cdot C_j \quad (12)$$

여기서,

J : 시스템을 구성하는 모든 Element 수

A_j : j 번째 Element의 Availability

$$A_j = \frac{\sum [\text{UpTime}]}{\sum [\text{UpTime}] + \sum [\text{DownTime}]} \quad (13)$$

C_j : Element의 최대 용량

M : Case의 개수

그 확률은

$$P_i^N = \prod_{j=1}^N \{A_j \cdot x_{ij} + (1 - A_j) \cdot (1 - x_{ij})\} \quad (14)$$

(N-1)에서의 부하에 공급되는 전력량 기대치는

$$EC_{ik}^{N-1} = \sum_{j=1, j \neq k}^N A_j \cdot x_{ij} \cdot C_j \quad (15)$$

로 구할 수 있다.

위와 같이 구한 전력량 기대치에서의 Healthy State의 확률은 식(9)을 이용하여, 다음과 같은 수식 (16)을 얻을 수 있다.

$$P_{EC_i}^H = P_i^N \cdot u(EC_i^N - L) \cdot u(EC_i^{N-1} - L) \quad (16)$$

여기서, $u(x)$ 는 unit step function으로

$$u(x) = \begin{cases} 1 & : x \geq 0 \\ 0 & : x < 0 \end{cases}$$

이다.

Marginal State의 확률은 식(10)의 정의에 의해, 다음 수식 (17)처럼 쓸 수 있다.

$$P_{EC_i}^M = P_i^N \cdot u(EC_i^N - L) \cdot u(L - EC_i^{N-1}) \quad (17)$$

Risk State의 확률은 식 (11)을 식 (18)과 같이 다시 쓸 수 있으며,

$$P_{EC_i}^R = P_i^N \cdot u(L - EC_i^N) = 1 - P_{EC_i}^H - P_{EC_i}^M \quad (18)$$

로 표현할 수 있다.

이상의 절차는 그림 1의 flow-chart처럼 기술할 수 있다. 공급전력량을 0에서 최대 정격용량까지 증가시키면서 계통에 공급하는 전력공급원을 선택하고, 결정된 전력공급원의 전력량(수식 (12))과 가장 가혹한 (N-1) 상정사고를 고려한 전력공급량(수식 (15)) 및 각각의 상태확률(수식 (14))을 산정한다. 그때의 전력량과 수요량을 비교하여 각 계통 상황에 따른 신뢰도 평가(수식 (16~18))를 한다.

식 (12)에서부터 식(18)까지의 수식을 이용하면 계통의 공급전력에 따른 신뢰도를 산정할 수 있다. 그림 1은 식(12)에서 얻은 전력기대치에 따른 Healthy, Marginal, Risk state를 표시한 것이다. 예를 들어 그림 1에서처럼 부하에 공급

되는 공급전력량이 T_{50}^H 일 때, 그때의 Healthy state의 상태 확률이 0.5이고, Marginal state의 상태확률이 0.3, 그리고 Risk state의 상태확률이 0.2라면, (N-1) 상정사고가 발생하여도 이 계통이 안정적으로 전력을 공급할 수 있는 확률이 50%, 정상상태에서는 전력을 공급하지만 (N-1)에서는 전력을 공급하지 못할 확률이 30%, 마지막으로 정상상태에서도 전력을 공급하지 못할 확률이 20%라는 의미이다.

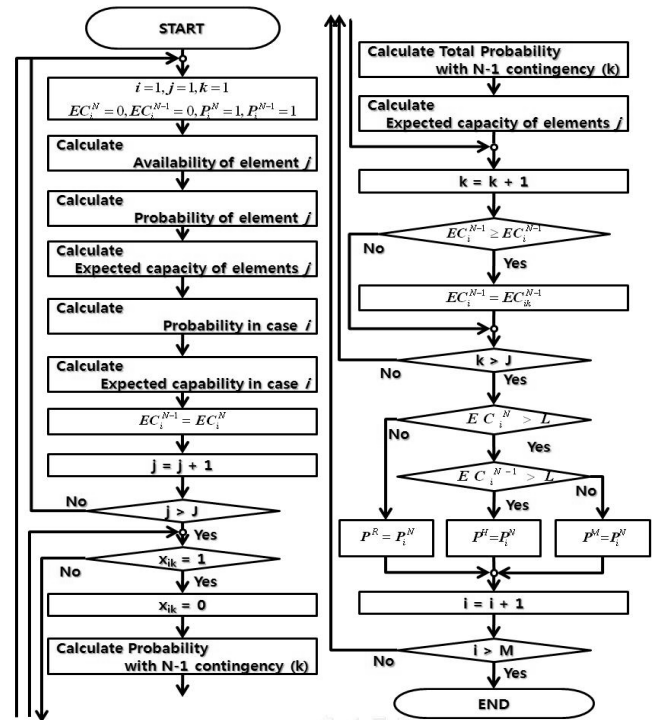


그림 1 Well-being method

Fig. 1 Well-being method

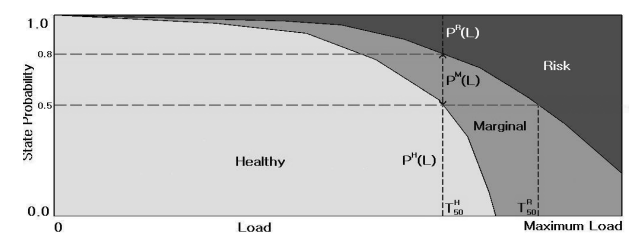


그림 2 Well-being 상태 diagram

Fig. 2 Well-being area diagram

2.4 세 가지 방법의 비교

본 논문에서는 경제성 평가를 기반으로 한 비용최적화 방법, 기존의 경제성 방법인 Risk-Benefit 방안, 그리고 신뢰도 평가 기반의 Well-being 평가방안을 비교하였다.

특히, 경제성 평가방안인 Risk-Benefit 방안은 시장 참여자의 이익 및 손실을 기교함으로써 가장 정확하지만, 가장 고려사항이 많은 방법이며, Cost-optimization 방안은 경제

성 방안이지만 수요량과 LMP가 주어지면 그 시각의 최적 송전용량을 산출하는 방안으로 같은 경제성 평가방안인 Risk-Benefit 방안에 비해 간단하지만 훨씬 정확한 결과를 도출할 수 있는 방법이었으며, 신뢰도 평가방안인 Well-being 방안은 신뢰도 구간을 제시하였다.

표 1 평가방안들의 주요 고려사항

Table 1 Major considerations by evaluation methods

평가비법	고려사항
Cost-optimization	발전비용, 수전비용, 정전비용
Risk-Benefit	전력 계통 구성의 이익 및 손실
Well-being	상태확률, 설비의 고장률

3. 사례연구

제주는 2008년 현재 40%의 전력을 내륙으로부터 공급받고 있다. 그러나 수요량 증가율은 해마다 10%에 이르며, 남제주발전 3,4호기와 같은 대용 발전기의 추가와 제 2HVDC 건설 등, 많은 전력계통의 변화를 겪고 있다. 본 논문에서는 2008년 6월 제주 데이터를 이용하여 위의 세 가지 방법을 이용한 HVDC를 통한 최적 수전량을 산정하도록 하였다.[8]

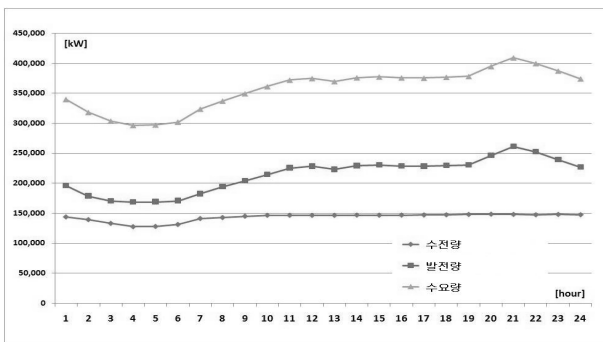


그림 3 2008년 6월 제주 발전량, 수전량, 수요량
Fig. 3 Jeju data in 2008 July

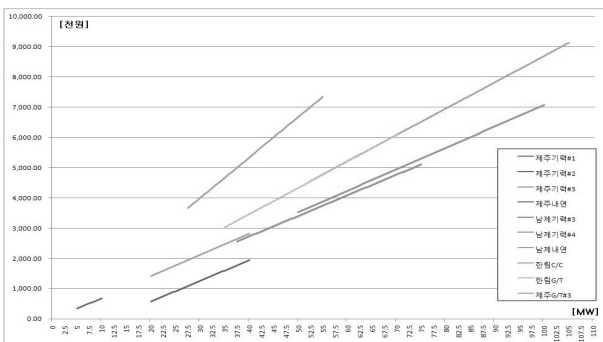


그림 4 제주 발전기 및 발전량
Fig. 4 Capacity of jeju's generators

표 2 주요 설비 고장률

Table 2 Failure rate of major elements

설비명	고장률
HVDC #1	0.003343
HVDC #2	0.00767
기력발전기	0.05
내연발전기	0.07

비용최적화 방안을 풀기 위해서는 제주지역으로 공급되는 전력을 HVDC정격의 0%, 50%, 그리고 100%일 때로 가정하여 각각의 비용을 구한 뒤, 이 결과를 최소자승법을 이용하여 산정하면 된다.

- Case 1. 제주 수요량을 제주 발전기로 담당할 때
- Case 2. HVDC선로 정격의 50%를 수전할 때
- Case 3. HVDC선로 정격의 100%를 수전할 때

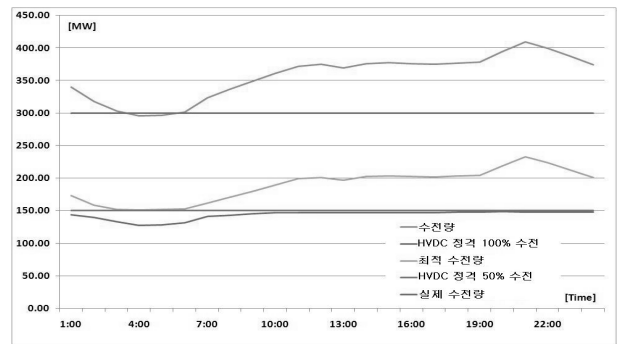


그림 5 비용최적화 방안을 이용한 최적 수전량 산정
Fig. 5 Optimal capability using cost-optimization method

최적 수전량은 시간에 따라 다르지만, 150~225[MW], 제주 수요량의 약 50%~58%일 경우 비용이 최적화된 수전량이 된다.

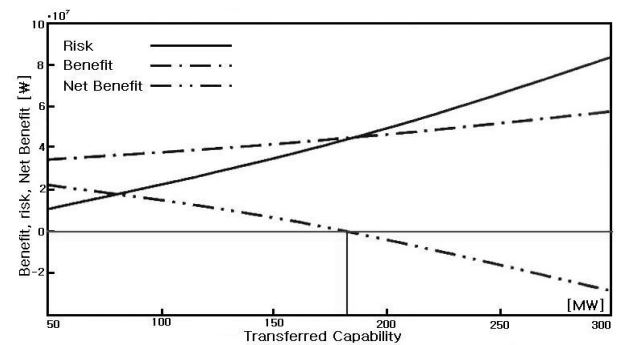


그림 6 Risk-Benefit 평가방안을 이용한 수전량 산정
Fig. 6 Optimal Capability using R/B method

경제성 평가방안의 시뮬레이션에서는 다음과 같은 요소들이 고려되었다. SMP, HVDC 선로 신설사업비를 토대로 작성된 송전망 확장에 요구되는 자본비용, 할인율(interest rate), 발전기의 연료비, 환전 판매가, 선로 손실계수, 그리고

공급지장비용이다.

Well-being 방안은 시스템의 신뢰도를 고려하여, 시스템을 세 가지 상태(Healthy, Marginal, Risk)로 구분하여 각각의 확률을 구한 후 수요량에 따른 계통의 안정도를 판별하며, 최종적으로 수전량은 Healthy와 Marginal 영역에서 갖게 된다.

전체 확률 중 Healthy State일 확률이 50%가 되는 지점에서부터 Risk State일 확률이 50%가 넘어가는 영역까지가 신뢰도 구간이 되겠으며, 이 영역에서 HVDC를 운전할 때, 이 상태에서 계통에 전력이 상정사고가 발생하여도 전력을 공급될 확률이 50%이 넘는 구간이 된다.

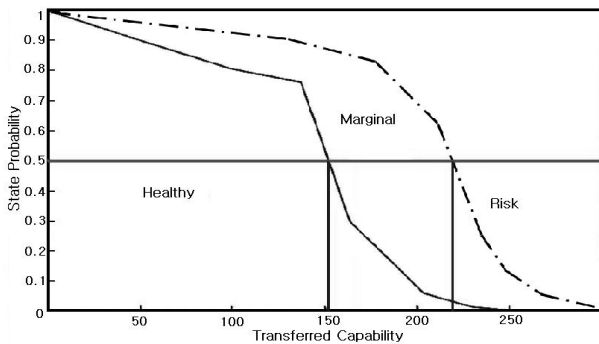


그림 7 Well-being 평가방안을 이용한 수전량 산정
Fig. 7 Optimal capability using well-being method

위의 결과로 신뢰도 구간은 155~215[MW]가 된다.

이상의 제시된 방안을 이용하여 얻은 결과와 실제 수전량을 비교하였다. 실제로 HVDC선로를 이용한 수전량은 그림 3에서처럼 135~150[MW]이며, 그 이용률은 45~50[%]이다. 이는 HVDC에 (N-1)상태에서 전력을 공급하도록 하는 계통의 안정성만을 고려한 결정된 수치이며, 계통운영자나 전력회사의 입장에서는 비경제적인 이용이다. 따라서 본 논문에서 제시한 세 가지 방안을 이용한 송전용량은 비용최적화 방안은 150~225[MW], 경제성 평가방안은 185[MW], 그리고 신뢰도 평가방안은 155~215[MW]으로, 그 이용률은 50~75[%]이다. 이는 전력계통 경제성 및 신뢰도 관점에서 더 많은 전력을 송전하여도 전력계통의 안정운영이 가능하다는 것을 의미한다.

4. 결 론

본 논문은 연계된 계통간의 최적 송전용량을 산정하기 위해 기존의 조류계산을 이용하는 대신 경제성 평가와 신뢰도 평가를 이용하여 산정하는 방안을 제시하였다.

기존의 방법은 결정론적 혹은 확률론적 조류계산을 통해 연계선로의 선로제약 요건을 고려하여 송전용량을 산정하였으나, 본 논문에서는 계통상황에 따라 달라지는 복잡한 조류계산 대신 연계선로에 공급되는 비용함수 및 선로 이용으로 얻는 수익을 평가하는 경제성 평가방안 두 가지와 상정사로를 고려한 확률론적 기법의 신뢰도 평가방안을 이용하여 송

전용량을 산정하는 기법을 제시하였다.

기법의 검증을 위해 2008년 6월의 제주-해남간 HVDC의 계통상황을 이용하였다. 현재 제주지역에서는 전력수요량의 약 40%를 HVDC 선로를 통해 공급받고 있다. 이는 제주지역의 수요량을 충족시키기 위해 제주발전기를 가동하고 그 부족분을 내륙에서 공급받는 신뢰도를 증시킨 비경제적인 개념에서 전력공급이 이루어져 왔기 때문이다. 그러나 제주발전기의 발전원가는 내륙의 계통한계비용보다 높으므로, 기존의 방식을 고수할 필요성은 점점 줄어들고 있다.

따라서 본 논문에서는 세 가지 방안을 이용하여 HVDC 시스템의 이용률을 현재의 45~50[%]에서 50~75[%]로 향상하는 방안을 제시하였다. 이러한 방안들은 현재의 연계선로의 최적 송전용량을 제시하고, 미래의 전력계통 계획 수립에 필요한 정보를 제공할 수 있다.

표 3 세 가지 방안 비교

Table 3 Comparison of three methods

종류	이름	비교
경제성 방안	Cost-optimization	시간, 수요량, 계통한계가격에 따른 최적 수전량 제시
	Risk-Benefit	시장 참여자들의 이익 및 손실 제시
신뢰도 방안	Well-being	신뢰도구간제시

참 고 문 헌

- [1] North American Electric Reliability Council (NERC), "Available Transfer Capability -Definitions and Determinations", NERC Report, June 1996.
- [2] H.I.Son, D.J.Shin, J.O.Kim, "Evaluation of Optimal Transfer Capability in Haenam-Jeju HVDC system Based on Cost optimization.", KIEE International Transactions on Power Engineering. Vol. 5-A. No.3 pp.9-15. Sep. 2005
- [3] S.B.Choi, D.K.Kim, S.H.Jeon, H.S.Ryu, "Evaluation of the Customer Interruption Cost taking into consideration Macro Economic Approach in LPREA", Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on, Vol.4, pp.2358-2362, 2002.
- [4] K.Audomvongseeree, and A.Yokoyama, "Consideration of an Appropriate TTC by Probabilistic Approach." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.1. Feb. 2004.
- [5] Final Report, "Composite-System Reliability Evaluation: Phase 1 - Scoping Study", Tech. report EPRI EL-5290, Project 2581-1, December 1987.
- [6] Billinton, R. and Allan, R. N., Reliability Evaluation of Power System, Longman, 1984
- [7] R. Billinton, S. Aboreshaid, M. Fotuhi-Firuzbad, "Well-being Analysis For HVDC Transmission System", IEEE Transactions on Power System, Vol.

12, No. 2, May. 1997.

[8] 전력거래소. “2008년 6월 전력시장운영실적 보고서”.
KPX, July 2008.

저 자 소 개



손 현 일 (孫鉉一)

2001년 한양대 전기공학과 졸업(학사).
2005년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정 재학
Tel : 02-2220-0347
E-mail : hison@hanyang.ac.kr



배 인 수 (裴引洙)

1998년 한양대 전기공학과 졸업(학사).
2003년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2007년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학). 현재 강원대 공학대학 전기제어공학부 전임강사
Tel : 033-570-6347
E-mail : isbae@kangwon.ac.kr



전 동 훈 (田東勳)

1991년 홍익대 전기공학과 졸업. 1993년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2001년 충남대 전기공학과 박사과정 수료. 현재 한전 전력연구원 선임연구원
Tel : 042-865-5811
Fax : 042-865-5804
E-Mail : dhjeon@kepri.re.k



김 진 오 (金鎭喆)

1980년 서울대 전기공학과 졸업(학사).
1982년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 Texas A&M Univ. 전기공학과 졸업 (공학). 현재 한양대 전기공학과 정교수
Tel : 02-2220-0347
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr