

# 노후 가공송전선의 수명평가와 진단

김성덕 · 심재명 <안발대학교 전기 · 전자 · 제어공학부 교수>  
 이동일 <전력연구원 전력계통연구실 책임연구원 >  
 강지원 · 장태인 <전력연구원 전력계통연구실 선임연구원>  
 민병욱 <한국전력공사 송전연구실장 부장>

## 1 서론

1990년 이후 영국, 미국, 캐나다, 뉴질랜드 등의 국가들에 대형 전력회사들은 발전, 송·배전 및 판매 분야를 분할하여 전력산업을 재편성하여 왔다(1, 2). 물론, 국내에서도 2001년 4월 한국전력공사로부터 발전부분이 분할됨으로써 구조조정이 시작되었다. 전력산업의 이러한 변화와 더불어 전력품질 향상에 대한 수용자의 요구가 증가함으로써, 전력회사들은 송전선로를 증설을 하지 않고 기존 설비를 경제적으로 관리하는 효율적인 방법을 모색하기 시작했다. 사회적으로는 환경문제가 대두되어 새로운 송전선로의 가설이 이전보다 점차 어렵게 되었고, 따라서 기존 설비의 효율적 운용이 절실하게 되었다. 결국, 전력회사는 도체의 잔존수명의 평가나 경제적 송전용량(ampacity)의 결정은 물론, 노화도체의 보수 및 검사 등 합리적인 운용방안의 검토가 절실히 요망되고 있다.

송전 및 변전설비는 수많은 종류의 구조물로 구성되어 있을 뿐만 아니라 용도 및 설치, 운용 환경이 매우 다양하여 모든 전력설비의 수명을 일률적으로 정할 수 없다. 물론, 대부분의 전력기기나 부품들이 내구연한이 정해져 있으나 전력산업이 개시된 지 불과

100년 정도로 실제로 이런 기준들은 적용하는 경우에 구체적이며 객관성이 확립되지 못했다. 실제로, 설비의 재료, 제조과정, 설치환경 및 사용이력 등 정량화하기 곤란한 요소들이 대부분이므로 전력설비의 수명을 진단하거나 예측한다는 것은 쉬운 일이 아니다. 설비의 수명, 교체기준, 진단과 평가 방법들이 객관적이고 정량적인 결과를 제공하기보다는 선로 운용자나 전문가들의 주관적인 판단에 일부 의존하고 있었다. 따라서, 기존 송전선로의 설비 수명을 검토하여 허용 송전용량을 증대시키는 대책이 필요한 실정이다.

## 2. 송전선로의 수명진단의 필요성

### 2.1 도체의 수명

국내는 물론 대부분의 외국 전력회사들은 가공 송전선으로 여러 종류의 알루미늄연선 도체들을 사용하고 그 중 아연도금 강심 알루미늄연선(Aluminum Stranded Conductors Steel Reinforced : ACSR)을 주로 사용해 왔다. 이와 같은 가공도체는 장기간에 걸쳐 다양한 환경조건에서 가설되어 운용되기 때문에 대기오염(atmospheric pollutant)에 의해 열화(deterioration) 된다(3, 4). 전력회사에 따라 차이가 있으나 가공도체의 설계수명은 40~50년

이나 국내에 ACSR 도체의 1/3 정도는 1970년도 이전에 가설되었으므로 이러한 가공도체들 대부분은 예상유효수명(forecast useful life)을 초과했다고 추정된다. 도체의 열화는 설비의 운용과 보수에 어려움을 초래할 뿐만 아니라 전원공급의 신뢰성을 저하시키고 공공의 안전성을 감소시키는 주원인이 된다(5). 전력설비 중, 절연물, 스페이서, 탭퍼나 현수 클램프와 같은 설비들은 심각하게 열화되었다고 판단되기만 하면 정상적인 유지, 보수의 일환으로 교체되거나 보수될 수 있다. 물론, 슬리브 접속부나 스페이서 또는 탭퍼가 설치된 부분의 일부 도체에 발생한 심한 부식 상태는 간혹, 열상기(thermo-vision)이나 적외선 카메라로 검출하여 교체할 수도 있다(6). 그렇지만, 송전설비들 중, 도체는 현재 어떤 유지 보수나 검사 방법을 사용한다고 하더라도 그들의 유효수명을 연장시킬 수 없는 유일한 전력설비이다(7, 8). 그렇지만, 사용 중인 도체의 현재 노화상태를 평가하거나 잔존수명(remaining life)을 예측하는 것은 가설 송전선로를 경제적이고 신뢰성 있는 운용을 하기 위해 매우 중요하다(7,10,11).

대부분의 송전설비들은 정기적인 검사결과에 따라 그들 중 일부는 보수나 교체된다. 그러나, 도체는 적당한 검사방법이 실용화되지 못한 상태이다. 전력설비에 대한 열화현상을 규명하기 위하여 끊임없는 연구들이 진행되어 왔지만, 비교적 양호한 결과를 얻은 다른 전력설비에 비하여 도체에 대해서는 별다른 효과를 얻지 못한 실정이다. ACSR의 열화는 노출된 대기환경 이력에 밀접한 관계가 있다. 따라서, 도체수명은 환경요소, 재료구성이나 도체구조 등 복잡한 요인들에 영향을 받게 된다. 불행히도, 현재까지 도체의 유효수명기간에 대한 정의가 사용된 예가 없고 또한, 수명을 진단하기 위한 장비나 예측시스템이 실용화되지 못했다.

송전설비 대부분의 평균수명이 50년 정도로 설계되었으므로, 21세기에 이르러 초기에 설치된 도체는

물론, 전력설비들이 설계 유효수명을 경과하기 시작하였다. 따라서, 선로의 경제적인 운용과 신뢰성 유지를 위하여 노후 설비의 진단과 교체에 관한 기준에 대하여 관심을 기울이기 시작하였다. 특히, 새로운 선로 증설에 관한 어려움과 폭발적인 전력수요 증가 등으로 인하여 기존 선로를 재평가하여 장래에도 안정적인 전력수급이 가능한가를 예측하는 것이 필요하였다. 이러한 분야에 최초로 관심을 둔 것이 1982년부터 시작된 영국의 CERL(Central Electricity Research Laboratories)의 계획이었다. NGC (National Grid Company)에서 50년대 이전에 가설되어 운영해오던 가공송전선로 ACSR을 중점적으로 도체, 절연체와 금구류, 절탑 등의 진단과 평가가 진행되었다. 그 결과를 토대로 노후 ACSR 도체를 AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) 도체로 교체하기 시작하였다(12, 13). 이러한 교체작업은 과거 20년 동안 점진적으로 이루어졌다. 특히, 영국 전력회사의 경험과 기술은 지형적 조건, 인구밀도와 산업구조, 전력망과 소비패턴들이 우리나라와 유사하기 때문에 일본 전력기술과 함께 고려해 볼 가치가 있다고 생각한다.

도체의 교체나 수명연장 또는 송전용량 증대에 대한 관심을 갖기 시작한 90년대 초에는 가공송전선에 관련된 몇 가지 연구들이 영국을 중심으로 한 CIGRE SC22에서 조사되었다(13). 이 조사는 전 세계를 대상으로 한 것이었으나 21개국 49개의 전력회사가 응답하였다. 이 통계에 따르면 송전전압 100~150(kV)가 370,000 [km], 150~350(kV)가 220,000[km], 350(kV) 이상의 것이 95,000(km) 이었다. 이 조사에서 전 세계의 송전선로는 60(kV) 이상의 것으로 2~4백만[km] 정도로 추정되었으나, 이 중 백만[km] 정도로 추정되는 중국, 인도 그리고 러시아는 응답하지 않았다. 이렇게 수집된 자료들을 토대로 송전선로에 대한 유효수명과 그 평균값, 그리고 선로 유지보수에 관련된 활동에 대한 통계를 표 1 및 2에 나타낸다.

표 1. 기술측면에서의 서비스 수명

번호	항 목	수 명(년)	
		범 위	평 균
1	철탑	20~100	45
2	철주	20~ 80	49
3	목주	10~ 60	37
4	콘크리트 전주	30~100	44
5	콘크리트 기초	25~100	50
6	ACSR 도체	11~ 80	43
7	AAAC 도체	11~ 80	45
8	스페이서	20~100	30

표 2. 도체교체에 관한 응답자 분포

번호	도체검사 또는 교체 사항	백분율(%)
1	교체경험	46
2	수명연장 시도	80
3	활선 유지보수	56
4	활선 유지보수 측면설계	50
5	선로상태평가를 위해 고장 및 결함 통계를 직접 이용	45
	단순히 고려함	25
6	적외선 장비 이용	75
7	관학 장비 이용	51
8	코로나 발산 장비 이용 부식탐상기 등 이용	20
9	절연 검사	15

표 1에서 알 수 있는 바와 같이, 각 전력회사에서 적용하고 있는 도체의 교체수명(refurbishment lifetime)은 11년에서 80년까지 매우 광범위한 범위로 분포되어 있다. 물론, 도체의 평균수명은 대략 45년으로 설계수명인 50년과 유사한 값을 보인다. 표 1에 나타난 수명들은 통계적인 결과로 절대적인 기준이 아니나 우리나라의 송전선 도체교체수명 기준을 정하는 경우에 참고할 수 있을 것이다. 21세기에 이르러 세계의 모든 전력회사에서는 도체교체, 수명연장 등에 관심을 갖고 있으나, 표 2에서와 같이 유효수명을 객관적으로 결정해 줄 진단방법이나 평가기법 등은 매우 취약한 형편이다. 결국, 시간이 지날수록

기존 전력설비의 열화문제는 점차 심각해질 것이며 향후 이에 대한 대책이 마련되어야 할 것이다.

## 2.2 전력산업의 재편과 그 영향

국가의 기간산업이고 정부 전략적인 독점사업이던 전력산업이 90년대에 이르러 구조가 조정, 개편되면서 과거 50년 동안 지속되어 오던 전력산업의 경영체제에 큰 변혁이 초래되었다[2]. 이제까지 전력산업의 모든 분야를 1개의 회사(대개 1개 국가에 1개)가 운영하던 것이 전력의 생산, 수송과 공급, 그리고 판매 등의 분야로 분할되고 경영이 민영 또는 공영화되기 시작하였다. 이와 같은 변화는 시장경제의 요구로 나타난 것으로 앞으로는 시장경제가 추구하는 방향으로 전력산업을 유도해갈 것이다. 따라서 자본과 경영이 민간이나 외국에 개방되고 전력요금의 정책적인 차원이 아닌 실질경비로서 결정될 것이다. 이러한 전력산업(전력생산, 공급 및 판매업)의 변화들은 관련 전기설비제조업이나 수용가 등에 2차적인 변화로 파급될 것이다.

전력산업 구조의 개편이 시작된 지 불과 10년이지만 이미 구조가 개편되었거나 진행되고 있는 영국, 미국, 캐나다, 싱가포르, 호주 등의 전력회사의 변화를 주의 깊게 지켜볼 필요가 있다. 일반적으로 구조개편이 되면서 과거 국가나 단일회사로서 독점된 당시에 안고 있던 비효율적인 경영과 수직적인 정책결정과 수행, 방대한 조직의 관리 등이 시장 원리에 의해 호전, 개선되었다고 보고되고 있다. 회사는 설비의 유지와 관리에 효율성과 경제성을 강조하기 시작하였고 운영자는 과거 해당 설비의 기술자로서의 역할은 물론 경영적 마인드를 소유한 경제와 기술의 복합 운영자로서 변화되기 시작하였다. 독점기업으로서 경쟁회사로 전환되고 정책수립이나 에너지 수급관리에 대한 준 정부와 같은 위치에서 단일회사로서의 이득과 생존문제만을 중요시하는 경향이 나타나기 시작하였다. 따라서, 회사는 경영이 합리화되고 자본의 입, 출입이 투명해졌을 뿐만 아니라 능동적 업무관리 등으로 경쟁적 시

장에서 긍정적인 효과를 얻고 있다고 보고되고 있다.

한편, 전력산업의 구조개편으로 인하여 과거 정부 기업으로서 갖고 있던 장·단기 전력수급 계획과 같은 대형 프로젝트의 계획과 실행이 다소 불투명해졌을 뿐만 아니라, 개편 후 일정기간 동안은 시설투자과 연구 개발에 대한 투자부분이 상당히 위축된 것으로 보인다. 이러한 예 중 하나는 영국의 CERL로 80년대 송전선로 교체에 대한 연구개발을 주도하였으나 90년 이후에 NGC에 흡수 통합되면서 과거와 같은 독립적인 연구나 정책적인 연구가 이루어지지 않고 있다는 점이다. 또 다른 예로는 캐나다의 Ontario Hydro의 사례로서, 송전선로의 교체 프로그램에 관한 대형 프로젝트를 1986년부터 약 3~4년 진행했으나 90년 초 구조 개편으로 인하여 해체된 사례이다.

90년대 중반부터 계획 추진되어 오던 전력산업의 구조조정의 일환으로 우리나라도 2001년 4월에 발전부분이 분할되면서 선진국과 유사한 과정과 경험을 답습할 것으로 예상된다. 특히, 우리나라의 전력산업 개편은 다른 국가와는 달리 국가의 경제가 악화된 IMF 이후에 진행되었고, 특히, 북한과의 장기적인 전력망 구축에 대한 전망 등과 같은 숙제를 풀어야 하는 고민을 갖고 있다. 현재, 정부의 의지로는 송전부분의 운영은 전력계통관리 기능으로 제고하여 발전회사에서 생산된 전기를 배전회사로 수송하는 기능을 담당하도록 하는 단일회사로 운영할 방안을 갖고 있다. 따라서, 송·변전 분야도 다른 분야와 마찬가지로 현재의 경영상태를 진단하고 이에 대한 자체 구조의 합리화가 진행될 것이다.

전력수송의 최적화하기 위해서는 송전설비의 합리적인 운용이 필수적이다. 일반적으로 전력설비의 신설이나 운영 등도 경제적인 측면을 최우선으로 하여 계획, 관리 및 평가될 것이다. 그러므로 구조개편 초기 10년 정도는 새로운 선로의 증설이나 신기술 기술의 개발 투자 등이 위축될 것으로 보인다. 따라서, 이 시기에는 현재 운용설비에 관한 효율성, 신뢰성 및 경

제성 평가가 이루어지고 이를 토대로 회사는 현재 설비를 최적으로 이용하는 방향으로 전환될 것이다.

## 2.3 수명진단과 예측의 필요성

앞에서 기술한 바와 같이, 송전선로의 수명진단과 예측에 관한 필요성은 다음과 같은 2가지 측면으로 볼 수 있다.

### (1) 도체의 설계 경년 초과

송전설비 중 도체, 스페이서 등의 금구류, 철탑 등은 대부분 설계수명이 50년 정도로 알려져 있다. 20세기 말에 이르러 영국, 캐나다, 미국 등의 선진국은 이미 1/3 정도의 선로가 이러한 유효수명을 넘어섰다고 판단하고 있다. 특히, 영국은 80년 초부터 노후 송전선로의 대부분을 AAAC로 교체하였고(12,13) 캐나다, 미국의 일부 회사도 50년 이상 경과된 선로들을 교체한 바가 있다(1,14,15). 전력산업이 우리와 거의 유사한 일본도 상당히 많은 노후 선로를 보수, 교체한 것으로 추정되지만 9개의 분할된 회사구조와 폐쇄된 정보체제로 인하여 교체기준, 교체방법이나 실적에 대한 정확한 통계를 공개하지 않고 있다.

국내 송전선로의 노후도를 검토하기 위하여 국내 9개 전력관리처 중, 수원 및 대전전력관리처 소관의 156개 선로에 대한 가설시기에 관한 분석결과를 그림 1에 예시한다. 물론, 선로의 길이, 도체의 종류와 선로 이력 등이 고려되어야 하지만 여기서는 선로의 경년으로 현재 노후도를 추정하였다. 표 2에서와 같이 송전설비의 평균수명을 50년으로 가정한다면 2000년을 기준으로 할 경우, 1950년 이전의 설비는 약 13(%)는 즉시 교체될 대상선로가 된다. 물론, 이 결과는 평균적인 개념이므로 어느 선로는 전력공급의 신뢰성이 매우 취약한 경우도 있을 수 있고, 또한, 50년이 지났더라도 철탑이나 도체가 현재에도 안전과 신뢰성에 전혀 문제가 없는 선로도 있을 수 있다. 그렇지만, 미국의 CCEC(Cass Country Electric Cooperation)에서

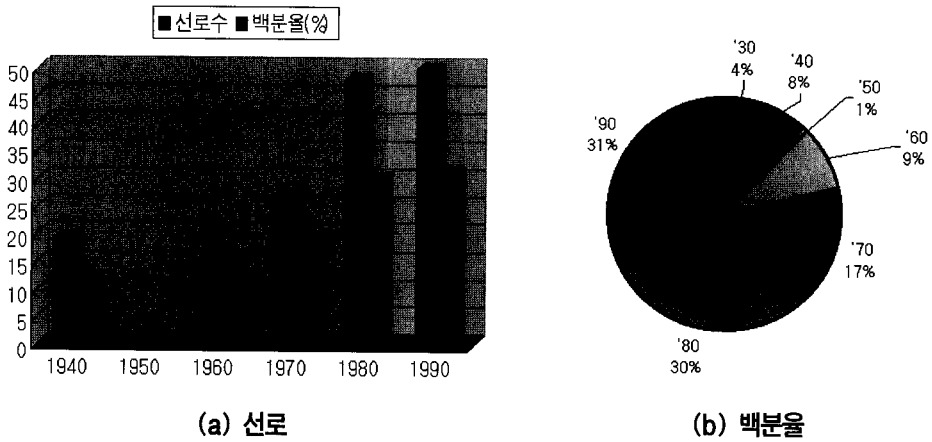


그림 1. 선로 경년 분포의 예

처럼[1,16] 선로의 수명을 50년으로 하여 장기 계획을 수립하면, 우리나라의 경우에도 앞으로 10년 안에 전체 선로의 약 10[%] 정도의 도체는 교체되어야 하며, 2050년에는 현재 약 26,000(c-km)의 모든 송전 선로의 교체가 이루어져야 한다. 특히, 70년 이후의 경제 성장기에 가설된 선로는 전체 선로 중 전체의 약 2/3 정도로 2030~2050년 사이에 집중적으로 유효 수명한계에 이를 것이며 따라서 교체비용은 기하급수적으로 증가될 것으로 판단된다.

실제로 송전망의 수명진단, 보수나 운영, 그리고 교체계획 등에 대한 경제성 평가는 구체적인 자료로 토대로 정확하게 판단해야 하지만, 현재 한국전력공사 송전설비의 경년으로 추정해볼 때 유지보수 및 교체비용은 점차 증가될 것은 분명하다. CIGRE SC도 가까운 장래에 유지보수비가 현저하게 증가될 것이며 보수나 교체가 늦어지면 아마도 전력산업에 치명적인 결과를 초래할 것이라고 경고하고 있다[17,18].

(2) 진단과 평가의 필요성

전력수요의 폭발적인 증가에 비하여 신규 설비의 투자여력이 점점 어려워짐에 따라, 전력회사는 현재 시설되어 있는 설비의 경제적인 운영을 적극 검토하지 않으면 안된다. 특히, 현재 설비가 어느 정도 노후

화가 진행되는 시기가 되었다는 점과 수요자의 고품질 전력공급의 요구, 투자계획의 어려움 등 여러 가지 문제들이 가중되어 경영의 압박으로 나타날 것으로 보인다. 이러한 시기에 송변전회사가 취해야 하는 가장 우선적이고 중요한 사업이 현재 설비의 진단과 평가이며 이러한 평가를 토대로 장·단기 보수, 교체나 시설투자 계획을 세워야 한다.

전력설비의 진단과 평가는 운영차원에서 과거로부터 지속되어온 전력회사의 기능이긴 하였지만, 90년대에 이르러 노후화 설비의 진단, 교체 등에 관심이 높아졌으며 특히, 전력산업의 재편되면서 더욱 중요하게 되었다. 3장에서 다시 언급하겠지만, 영국의 NGC나 캐나다의 Ontario Hydro, 미국의 일부 회사들이 선로의 노화를 진단, 평가하고 그 결과를 토대로 선로를 보강, 또는 교체하였으나 평가기준, 진단방법이나 평가결과들의 구체적인 사항들은 밝히지 않고 있다. 이것은 그 동안 전력산업체계가 국가의 기반산업으로 되어 있어 정보나 기술의 유출과 공유가 자유롭지 못했다는 원인도 있으나, 설비의 다양성과 열화특성에 대한 객관성 확보의 미흡, 보편화되지 진단과 평가 수단 등 다른 원인들도 있다. 그렇지만, 전력회사는 적절한 진단과 평가 방법을 개발하여 시설의 현재 상태를 파악하고 그 근거로 경영의 효율성을 기해야만 한다.

설비의 진단과 평가가 정확하게 이루어질 때, 이것은 전력산업의 장·단기 운영과 투자 등의 경제적 이득에 기여할 것이다. 그러나, 앞에서 기술한 바와 같이, 진단과 평가는 현재 기술의 한계성과 경제투자의 시기성 등으로 인하여 완벽하게 이루어질 수 없다. 따라서, 전력회사는 부분적이지만 현재 설비의 상태를 판단하고 보완하여 그 운용을 최적화하는 방법을 강구하게 되었다. 물론, 새로운 선로의 증설에 대한 예산확보, 입지선정, 환경문제 등의 어려움이 산재해 있는 현실에서, 현존 설비의 허용전류 증대 방안의 검토나 고내열 도체의 개발 등은 그 예이다.

### 3. 노후 송전선로의 평가와 교체

#### 3.1 진단과 예측

##### (1) 세계 동향

가공 송전선로는 도체를 중심으로 한 선로부분과 변압기, 차단기 등의 변전설비 부분으로 분류된다. 여기서는 도체를 중심으로 하는 선로부분만을 기술하고 변전설비에 관한 부분은 다루지 않는다. 이 때, 송전선로는 도체, 금구류 및 철탑으로 구성된다. 따라서, 선로의 진단과 평가는 도체뿐만 아니라 스페이서, 덤퍼나 현수애자 등과 철탑에 대하여 수행되어야 한다.

기존의 대다수 가공송전망은 ACSR 도체를 중심으로 가설되어 왔으며 이 도체의 허용전류, 인장하중, 공급전압의 크기 등을 고려하여 철탑 등을 설계하여 왔다. 이러한 설계 방법은 도체의 열용량, 풍압 등에 관한 일부의 해석에 변화를 제외하고는 그 규격은 과거 50년 동안 커다란 변화가 없었다. 도체의 수명이 설계수명에 이르기 시작하고 일부 선로가 노화에 의해 문제가 발생하며 구조개편에 의한 경제성 운영문제가 대두되면서 근래에 이르러서는 AAAC[13], T2 ACSR[1]으로 교체하거나 또는 STACIR (Super Thermal Resistant Aluminum Alloy Con-

ductor with Invar Reinforcement)이나 ACSS (Aluminum Conductors Steel Supported) 등 고온도체를 개발하여 사용함으로써 송전용량이 증가시키기도 하였다[15, 19~22]. 물론, 동적송전용량(dynamic line rating)을 적용하고[10,23,24] 지상고(ground clearance)를 높이는 방법도 강구되었다[11]. 또한, 금구류나 철탑에 대한 노후 정도의 평가도 일부 전력회사에서 분석된 예가 있다. 그렇지만, 송전선로 전체에 대한 체계적인 진단방법이나 평가기준 등은 여전히 마련되지 않은 상태이다. 다음의 예는 80~90년 초 노후 선로에 대하여 비교적 종합적인 계획 하에 진단과 교체 문제를 취급한 사례들이다.

##### ① 영국 : NGC[8,9]

영국의 CERL은 80년대 초에 세계에서 최초로 노후 송전선의 교체에 관한 종합적인 계획을 수립하고 진행하였다. 이 과정에서 도체의 부식에 관한 연구와 탐상기 개발, 스페이서, 현수애자, 철탑 및 그 기초 등의 상태가 조사, 분석되었고, 그 결과에 따라 심하게 부식된 ACSR 도체는 AAAC 도체로 교체되었다. 사용 전선의 송전용량 증대, 보수비용의 절감 등의 문제가 검토되었으며 철탑의 구조 개선에 관한 연구도 진행되었다. 그러나, CERL이 90년대 초 해체되었을 당시까지의 연구결과가 직접 다른 국가의 전력선 교체에 이용되었다는 보고는 없다. 영국 내의 Scottish Power에서도조차 NGC의 진단방법을 적용한 경험이 없다. 다만, 이 과정에서 개발된 전선 탐상기가 캐나다의 Ontario Hydro와 호주의 Electra Net에 의해 실제 전선의 부식 탐상에 사용된 보고된 예는 있다[6,7,14].

영국의 NGC와 Scottish Power의 도체 담당자, NGC에서 사용하였던 부식탐상기(corrosion detector)의 개발자 및 사용권자, Dr. Pike, 그리고 이 회사와 기술협력체휴를 하고 있는 호주의 Dr. David 등 한정된 회사들에서 비파괴탐상기를 통한 수명진단을 하고 있지만, 도체교체 수명에 대한 기준

에 대한 정확한 정보를 제공하지 않고 있는 실정이다. 다만, CERL의 초기 계획서와 그 동안의 결과들에 대한 구체적인 자료들이 수집되면 좀더 정확한 판단을 내릴 수 있을 것으로 생각된다. 다만, NGC에서 AAAC를 채용한 이유에 대해서는 전해부식(galvanic corrosion)을 고려한 측면에서는 이해가 가지만 장기적으로 도체의 수명연장이나 송전용량의 증대와 같은 문제에 대해서는 사용 후, 그 평가가 이루어질 것이다.

② 캐나다 : Ontario Hydro[1,6,7]

영국의 NGC 이외에 송전선로의 교체에 관한 종합 계획을 수립, 진행한 또 다른 예가 캐나다의 Ontario Hydro의 연구소에서 찾을 수 있다. 이 연구소는 1987년부터 수년 동안에 1950년 이전에 가설된 선로를 중심으로 선로의 교체에 관한 부식, 환경 등의 문제들을 집중 연구하였다. 이 계획에는 송전선로에 대한 현장검사, 샘플치의 실험실 시험이 동시에 이루어졌으며 부식환경평가, 도체와 철탑, 현수애자 등의 다양한 실험과 조사가 진행되었다. 도체를 제외한 애자, 스페이서, 철탑 등의 문제들은 영국의 CERL과 유사한 결과를 도출하였지만, 도체만은 약간 다른 결과를 보였다. 특히, 1992년부터 ACSR 대신 일부 교체된 도체는 TW ACSR이었다[1]. 물론, 이 과정에서 Ontario Hydro의 전력공급지역의 부식환경지표, 북미지역의 선로부식상태 등이 분석 평가되었고 일부 선로는 그 기준을 토대로 보수, 교체되었다.

이 계획은 90년 초반까지 진행되었으나 Ontario Hydro의 구조 개편으로 인하여 그 이후에는 연구진들이 해체되었다. 이 중 철탑이나 구조물을 담당하였던 연구진은 독자적인 용역회사를 설립하였으며 일부 탐상 용역부분을 담당하였던 연구자들도 컨설팅회사를 설립 운영 중이다. 이 당시의 연구진들 중 일부가 Ontario Hydro에 남아 있는 것으로 확인되었지만, 이 연구가 최종적으로 마무리되었는지 또는 계속 연구되는지는 확인되지 않고 있다. 다만, 이 당시에 이

연구에 참여하였던 연구원 및 개발담당자의 의견을 종합하면 해체되어 연구가 중단되었다고 추측된다.

③ 기타

1986년에 CERL에서 개발된 가공전선 탐상기는 비파괴 탐상장비 제조업체인 C사에서 개발 생산하였다[25]. 90년대 초에 CERL이 NGC 및 여러 배전 회사로 분할된 후에 NGC의 노후 전선을 탐상하는데 이 장비를 이용하였다[12,13]. 80년대 말에 이 장치는 캐나다와[8]와 호주에 판매된 적이 있으나 이후에는 생산 판매되지 않은 것으로 추정되었다. 특허권은 NGC에 소속되어 있으며 현재는 C사와 호주에서 선로진단의 용역 시에 진단장치로 사용하고 있다. 또한, 이 장치는 캐나다의 한 회사에서 일부 평가 기준 등이 보완되어 역시 전력회사의 용역 의뢰 시에만 사용하고 있는 것으로 확인되었다. 따라서, 현재 비파괴 탐상 장치의 개발, 생산 및 판매하는 회사는 없다.

한편, Ontario Hydro의 연구진들 중 일부는 선로의 하드웨어 부분의 컨설팅 회사나, 도체수명진단 평가 컨설팅 회사를 설립 운영하고 있다. 이러한 회사들은 독자적인 진단 장비와 평가방법을 사용하고 용역만을 수행하기 때문에 진단장비의 생산하지는 않는다.

(2) 국내의 현황

국내에서는 송전선로에 대한 수명진단과 평가에 대한 종합적인 연구가 진행된 바가 없다. 다만, 한국전력 전력연구원을 중심으로 도체의 열화, 진단 등에 관한 부분적인 연구가 진행된 바가 있었다[14~17]. 이러한 연구들은 CERL이나 Ontario Hydro와 같이 종합적인 계획 하에 이루어진 것들이 아니어서 상호간의 관련성이 뚜렷하지 않고 연구 대상 또한 단편적인 측면에서만 다루어졌다. 특히, 1994~1997년까지 국내에서는 전류용량이 비교적 부족한 선로에 대하여 ACSR 대신 STACIR 도체로 약 500(c-km) 정도 교체되었다[19]. ACSR은 연속허용온도가 90(°C)이지만 STACIR은 210(°C)로서 연속허용전류가 각각

848 및 1518[A]로서 대략 2배 정도 송전용량을 증가시킬 수 있다. 이제, STACIR 도체로 일부 선로가 교체된 후 5년 정도가 지났으므로 송전선로의 운영차원에서 적절한 평가가 이루어질 것으로 예상된다.

### 3.2 진단방법과 교체기준의 합리성

일반적으로 송전선로의 도체나 철탑, 구조물 등의 안전진단이나 교체기준을 공통적으로 정하는 것은 현재 판단으로는 불가능한 일에 가깝다고 판단된다. 그러나, 2장에서 언급한 바와 같이, 전력공급의 신뢰성, 안전성을 고려하여 경제적이고 효율적인 선로 운영이 요구되어진다. 진단 장비가 부적절하고 평가방법이 동일하지 않더라도 송전설비 중 현재 기술로서 진단, 검사할 수 있는 가능한 것들도 있다. 따라서, 전력선로를 운영하는 전력회사는 이러한 사항들을 정확히 판단하여 교체기준 등을 마련해야 할 것으로 생각된다.

#### (1) 보수, 교체가 가능한 설비들

전력설비들 중 스페이서, 댐퍼, 현수애자 등은 열상기, 적외선 카메라, 초음파 장비 등을 이용하여 아주 취약한 부분을 검출, 보수하거나 교체할 수 있다. 특히, 스페이서, 클램프, 슬리브나 댐퍼와 같이 도체에 지지되었거나 부착된 설비들이 진동이나 부식 등에 의해 문제가 발생하거나 도체를 손상시킨 경우에는 문제된 금구류나 도체부분을 유지보수 차원에서 교체나 수리 등을 할 수 있다. 물론, 이러한 것들은 예측수명 기준을 따르는 것보다 실제로 선로 검사장비나 검사자의 결과를 직접 이용하여 교체하거나 보수한다.

#### (2) 보수나 교체가 거의 불가능한 설비들

도체나 가공지선 그리고 철탑 등은 손쉽게 보수하거나 교체될 수 없는 것들이다. 도체나 철탑은 앞의 금구류 등과 같이 그 상태를 직접 진단하기 곤란하기 때문이다. 실제로 도체나 철탑의 수명은 전기적인 특성의 저하 등에 의해서가 아니라 기계적인 성질, 즉,

안전성으로 결정된다. 이와 같은 안전율은 도체의 인장하중, 허용전류, 날씨 등에 관련되지만 그렇다고 안전율이 직접 측정되거나 또는 이러한 요소들로부터 간접적으로 추정하기 쉽지 않다.

선로 운영자는 현재 선로의 상태에서 안전하고 신뢰성 있도록 가급적 최대허용전력을 공급하길 원한다. 물론, 최근에는 선로의 위험도 분석(risk analysis)에 대한 관심도 높아지고 있지만 이러한 방법들이 현 선로의 상태를 객관적인 데이터로 운영자에게 제공하지는 못한다. 다시 말해서, 신뢰성이나 안전율의 한계를 판단하기 곤란하다는데 어려움이 있는 것이다. 이러한 문제는 선로의 설계, 증설 또는 기존 선로를 보수하여 전류용량을 증대하는 경우에도 마찬가지로 상존한다. 따라서, 전력회사 경영자는 이와 같은 문제보다는 현장실무자의 방법이 충분히 경제적인가에 대해서만 관심을 둘 것이지만 실무자는 경제성보다는 선로 운영의 신뢰성에 대한 충분한 대책을 갖고 있어야 한다. 특히, 구조 개편 후 심화될 경제성, 시장원리 등과 같이, 현장 실무자에게는 비교적 생소한 분야에까지 고려해야할 것이다. 결국, 진단과 평가는 객관적이고 합리적인 방법으로 정립되어야 한다.

### 3.3 도체평가와 교체기준의 고찰

#### (1) 도체의 진단과 평가의 어려움

송전선로의 수명에 관한 진단이나 평가방법은 국제적으로 통일된 것이 없다. 이것은 도체나 구조물들의 유효수명이나 잔존수명에 관한 정확한 정의와 이들을 나타내는 적당한 지표가 없기 때문이다. 특히, 송전선로와 같이 장기간에 동안 대기 중에서 사용되는 설비들은 재료성분, 제조과정, 설치대기환경과 용도 등에 따라 매우 다양한 요소들이 이들 수명에 영향을 준다. 이러한 원인들로 인하여 진단하는 방법과 교체에 관한 기준을 정하기 쉽지 않다.

실제로 전력회사나 선로 운영자들은 이러한 문제에



대하여 끊임없이 관심을 두어왔으며 단편적이긴 하지만 간단한 검사장비가 사용되고 있고 진단방법이 적용되고 있다. 그렇지만, 현재의 기술로서는 여전히 운용 중의 설비의 안전성과 신뢰도를 정확하게 정량화하기 곤란하다. 따라서, 이와 같은 분야는 측정장비를 이용한 객관적인 결과들보다 경험적 판단의 사용이 지배적일 수밖에 없다. 다시 말해서, 해당 분야에 다년간 종사함으로써 축적된 경험으로부터 얻어지는 판단기준(주로 완벽하지 않은 언어적 표현과 평가가 포함되어 있음)이 사용될 수밖에 없는 실정이다. 결국, 전문가들의 경험과 지식을 기반으로 노후 선로의 진단과 평가가 이루어진다.

송전선로의 수명이나 안전도 등을 진단하거나 평가하는데 있어서, 이들 요소들이 기후에 직접적인 영향을 받기 때문에, 다양한 환경요소를 객관화하는 어려움이 존재한다. 이러한 사실은 북미나 일본의 특정지역의 데이터들을 토대로 개발된 평가방법이 우리나라의 선로에 직접 적용하기 어렵다는 것을 암시한다. 물론, 장기적인 측면에서 보면 이러한 어려움은 서서히 완화되겠지만 현재와 같이 실제선로의 상태를 진단, 평가해야 하는 시급성에 비하여 그 시기는 그다지 빠를 것 같지 않다. 결국, 우리 실정에 맞는 진단과 평가 방법을 개발하는 것이 요구된다.

전문가들의 언어적, 주관적 지식들은 퍼지추론(Fuzzy Inference)나 신경망(Neural Network)과 같은 인공지능 기법으로 처리할 수 있다. 그렇지만, 이러한 기법들을 이용하여 효과적인 결과들을 얻기 위해서는 추론방법이나 그 과정보다 해당 분야의 충분한 지식기반을 제공할 수 있어야 한다. 그렇지만, 수명에 측에는 검사결과, 평가기준, 적용대상 등 비선형과 불확실성을 가진 요소들이 존재한다. 따라서, 부분적인 진단과 검사 그리고 평가방법들을 구현해가면서 장기적으로 종합시스템의 구축을 모색하여야 한다.

## (2) 진단방법과 평가

도체의 진단과 평가의 최종목적은 전력공급의 신뢰도와 안정성을 유지하는 것이다. 따라서, 원활한 선로운용을 위한 검사활동, 보호장치, 전력품질 유지 등 도체의 수명에 영향을 주는 모든 요소들을 고려할 수 있다. 그렇지만, 이러한 다양한 요소들의 상호 관련성이나 상관성들을 정량화하기 곤란하므로 수명, 즉 안정성을 나타내는 지배적 파라미터(dominant parameters)들을 결정하여 사용할 수밖에 없다.

도체의 진단은 물리적 방법으로 얻어진 결과들과 도체의 이력이나 환경요소 등을 고려해야 한다. 따라서, 도체진단은 단순한 측정치가 아닌 소프트웨어를 이용한 결과이다. 물리적 방법은 열화상장비 등을 사용하는 비파괴 검사법과 샘플을 채취하여 기계, 전기 및 재료특성을 조사하는 직접 검사법으로 구분할 수 있다.

### ① 비파괴 검사

현재, 선로의 스페이서, 슬리브 접속부, 클램프나 탭퍼와 도체의 접속부의 결함을 검사 또는 측정하는 장비로는 열화상장비, 적외선 카메라, 초음파장치, RF Radio 등이 사용된다. 이러한 장비는 선로검사자가 휴대하거나 또는 헬리콥터를 이용하기도 한다. 심한 결함을 사전에 발견하여 조치할 수 있지만 휴대성, 검사의 간편성, 결과의 신뢰성이나 검사의 경비 등은 개선할 여지가 많다.

일부 도체진단 전문회사에서는 도체의 탐상기를 이용하고 있다[8, 25]. 일본에서는 1992년 후지꾸라 전선에서 실험용으로 개발되었으나 실용화되어 현장에서 사용된 보고가 없으며[26], 1999년에는 동경 전력에서 개발되었다고 알려졌다. 이 시기에 폴란드의 한 전력회사도 개발하고 있었지만 성공여부는 불투명하다. 국내는 몇 년 전부터 개발하여 현장실험 중에 있으나[27] 여전히 결과의 안정성 및 신뢰성 등이 실용화에 장애요인으로 남아 있다.

### ② 직접 검사

도체의 수명진단에 대한 가장 직접적이고 용이한 방법은 점퍼선과 같은 부분의 샘플을 채취하여 인장,

전기적 특성이나 재료성분을 검사하는 방법이다. 현재 도체상태의 부분적인 성질들을 알 수 있지만 도체 수명을 결정하는 다양한 요인들을 대표하지는 못한다.

③ 기타 요소

도체 상태는 앞에서 언급한 바와 같이, 다양한 요소들에 의해 영향을 받는다. 따라서, 가설 당시의 도체 설계기준, 경년 변화, 전선의 운용이력, 가설 기간 동안의 환경이력, 전력공급 실태, 고장빈도, 신뢰도 등이 도체의 상태를 파악하는데 도움을 준다. 일부 전문컨설팅 회사는 이러한 요소들 이외에 현장 실무자의 의견도 평가기준에 중요한 척도로 이용하고 있다. 그렇지만, 이러한 요소들이 도체 수명에 미치는 영향의 해석은 전문회사만 갖고 있는 기술로서 여전히 일반적인 전력회사에서 적용할 수 있는 객관성이 확립된 기준은 없다.

### 3.3 교체기준의 고찰

(1) 유효수명의 정량화

도체를 진단한다는 것은 적절한 진단장비를 사용하거나 평가방법을 이용하여 도체의 현재 상태를 파악하여 운용 중인 도체가 안전하고 신뢰성 있게 전력공급이 가능한지를 판단하는 것이다. 만약, 정상적인 상태(normal state)나 비상상태(emergency state)에서 전력공급의 안전성 한계를 도체의 유효수명(useful life)이라 정의할 경우에 이 값을 정량화와 진단, 평가방법이 결정될 수 있다. 그렇지만, 대부분의 전력회사는 그들이 운용하고 있는 설비를 최대한 운용하거나 또는 그들의 설비를 교체해야 시기에만 관심이 있을 뿐이다. 따라서, 불행이 ACSR 도체 등을 포함한 송전설비의 교체시기에 관한 공통적 기준이 없다.

도체의 안전도를 유효수명과 관련시킬 경우에 도체 수명은 주로 기계적 특성 변화로 결정될 수 있다. 이와 같은 기계적 특성은 도체가 가공 중에서 허용된 전

류를 안정하게 공급할 수 있는 한계치이기도 한다. 일반적으로 가공선로의 도체와 철탑 등은 도체의 송전 용량과 직접 관계되어 설계된다. 선로에서는 철탑보다 주로 도체와 그 부속물들의 수명이 더욱 중요하다. 만약, 철탑이 안정범위에 있다고 가정하면 선로 수명은 도체에 관계된 인장하중에만 관계될 것이다. 이러한 하중은 도체의 자중과 전류에 의한 열용량 등에 의해 영향을 받는다. 결국, 도체의 수명이란 도체의 기계적, 재료 특성들뿐만 아니라 공급전력, 풍압, 온도 등 다양한 요소들의 함수가 될 것이다.

도체의 유효수명은 어떻게 정량화할 수 있는 것인가? 이것은 유효수명의 정의 자체가 의미있는 것이 아니라 이 값을 어떤 목적으로 사용할 것인가가 더욱 중요하다. 그 값을 설계된 조건 내에서 도체가 안전하게 최대허용전류를 공급할 수 있는 최대시점을 나타낸다면 이것은 교체주기를 결정하는 척도로 이용될 수 있다. 결국, 도체의 기계적 특성인 인장하중으로 수명을 정의할 수 있다. 물론, 인장하중으로 정의하더라도 정적하중(static tension)으로 할 것인지 동적하중(dynamic tension)으로 할 것인지, 각 경우에 이들 하중을 어떻게 측정할 것인지도 불투명하다.

기계적 특성으로 수명을 정한 경우에도 실제로는 여러 가지 문제들이 존재한다. 일반적으로 안전도의 임계치는 평균 기계적 하중이 아닌 한 경간 도체 길이의 전체 중에 가장 취약한 부분의 특성을 나타낸다. 이러한 취약부분은 스페이스 접속부, 클램프, 슬리브 조인트, 또는 극심한 국부결함 부분이 될 수 있으며 이러한 결함들은 쉽게 측정하여 정량화할 수 있는 것이 아니다. 그렇지만, 현재로서는 이러한 기계적 특성으로 유효수명을 정의하는 것 이외의 적당한 대안이 없다.

(2) 교체기준의 검토

앞에서 기술한 바와 같이, 도체의 수명진단이나 평가방법 등은 여러 가지 불확실성으로 인하여 실용화하는데 극복해야할 많은 어려움을 지니고 있다. 따라

서, 송전선로의 진단과 평가 또는 교체기준은 각 전력 회사마다 다르며 거의 대부분은 공개하지 않고 있다. 그러나, 공식 보고된 몇 가지 예에서 나타난 교체기준은 거의 유사한 경향을 보인다.

예컨대, 영국의 경우는 초기인장하중의 30(%) 이하되는 때를 교체시기로 정하였고[13], 캐나다 Ontario Hydro에서는 정격인장하중의 20(%) 감소된 시기로 정하고 있다(6, 7). 이들 국가들은 인장하중 감소율로서 교체시기를 판정하지만, 우리나라나 일본은 주로 경년으로 정하여 사용하고 있다. 일본의 관서전력과 같은 회사에서는 가설 후, 35년을 교체주기로 사용하였다. 그렇지만, 전력회사나 국가 간의 통일된 기준은 없다.

국내는 대략 30년으로 교체수명이 정해져 있었으나 급속한 산업화로 인한 선로 증설 등으로 인하여 이러한 기준이 엄격하게 적용되어 전선을 교체하거나 신설한 경우는 드물었다. 90년 대에 이르러 노후 선로가 증가되고 단선 사고들이 발생되면서 선로의 탐상, 유효수명 등에 대한 검토가 이루어졌다. 그 결과, 1999년 3월에 노후 전선의 교체기준이 한국전력공사의 송변전처에서 마련되었다[28]. 표 3은 교체를 위한 환산표를 나타낸다. 이 표에 따르면, ACSR의 한계수명을 50년으로 하여 경년을 선형적 함수로 하고 이에 부하율, 정전요인, 송전전압, 공급능력 등을

일정한 비율로 고려하여 일정 기준점수 이상의 선로를 우선 교체대상으로 판단하였다. 이러한 기준들은 지금까지 경년방식이나 인장감소율 등으로 교체시기를 결정하였던 다른 전력회사의 규정에 비하여 비교적 합리적인 기준으로 생각된다.

(3) 도체진단의 시도

한편, 국내에서도 송전선 열화에 관한 현황분석[3]과 노화도체에 대한 비파괴탐상법 개발이 진행되어 왔다(4, 27). 도체의 열화 및 부식 그리고 수명에 대한 정확한 거동파악이 쉽지 않으므로 미소한 결함을 처리할 수 있는 탐상기가 실용화 연구가 진행 중이다. 그림 2는 현재 전력연구원에서 시험 중인 부식탐상기이며 그림 3은 실제 선로의 결함측정 예를 보이다.

앞에서 기술한 바와 같이 도체의 유효수명을 정확하게 정의하여 사용되지 않았으므로 도체의 극심한 열화부분은 열상기나 도체 부식탐상기로 검출하고 이 결과를 참고로 도체의 수명을 결정하기도 한다. 따라서, 도체의 수명을 정확하게 진단하는 장비가 실용화되지 않았으므로, 많은 전력회사들은 노화도체를 평가하는 경우에 전문가의 경험적 판단에 의존하거나 간단한 샘플 검사법을 이용한다. 경간에서 채취한 도체샘플의 기계적 강도 측정이 매우 실용적일 것으로 보이지만, 경간의 선택이나 샘플의 채취장소의 다양

표 3. 선로교체 사정 환산표

평가항목	배점	우선 순위 환산 점수					비 고
		50년초과	41~50년	31~40년	21~30년	11~20년	
노 후 도	50	50	40	30	20	10	사용기간 1년당 1점
		50%초과	41~50%	31~40%	21~30%	11~20%	
부 하 율	20	20	16	12	8	4	부하율 1%당 0.4점
		345kV	154kV	66kV			
송전전압	10	10	8	6			
		4도체	2도체	단도체			
공급능력	5	5	3	1			
		단일계통	환상계통				
정전요인	15	15	10				
합 계	100						

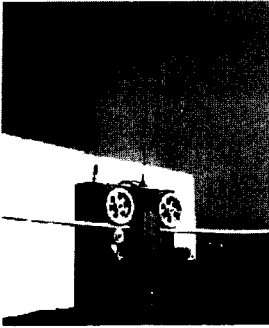


그림 2. 개발 중인 부식 탐상기

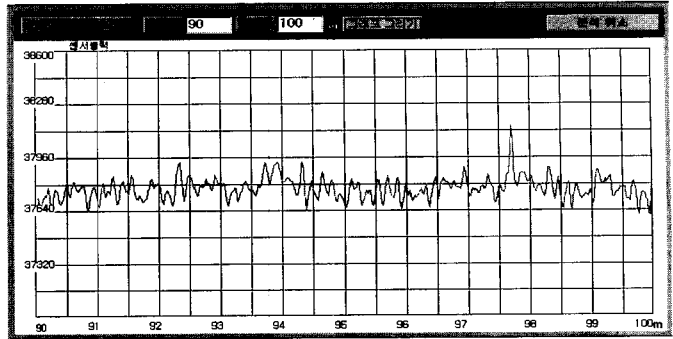


그림 3. 결합탐상의 예

성으로 인하여 그 측정결과에 신뢰도를 유지하기 곤란하다. 물론, 현장 전문가의 판단에도 주관적이며 정성적인 요소가 지배적이다. 결국, 도체수명의 정량적인 진단결과를 얻기 위하여, 전문가의 경험과 지식을 충분히 반영할 뿐만 아니라 도체의 기계, 재료특성을 함께 고려하는 새로운 결정적 방법(deterministic method)이 요구된다.

력회사들은 송전선로를 증설을 하지 않고 기존 설비를 경제적으로 관리하는 효율적인 방법을 모색하기 시작했다. 결국, 전력회사는 도체의 잔존수명의 평가나 경제적 송전용량의 결정은 물론, 노화도체의 보수 및 검사 등 합리적인 운용방안들을 검토하지 않으면 안 되었다. 본 기고는 송전설비 중 주로 도체를 중심으로 기술하였다. 가설된 도체의 노후 현황, 도체의 수명 및 수명진단에 대한 필요성과 교체기준 확립에 대한 세계적인 동향을 분석하였다. 도체의 진단이나 평가방법, 허용전류를 증가시키는 시도와 국내의 실정을 분석, 기술하였다. 그 결과, 현대 국내 노후 송전선로의 신뢰성을 확립과 경제적인 운용에 대한 대책이 요구된다.

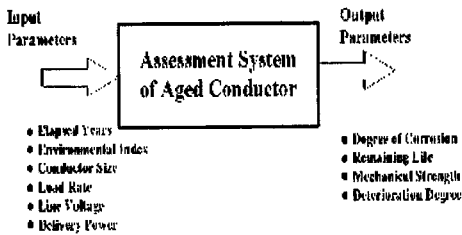


그림 4. 노화도체의 진단시스템

표 2에서 알 수 있듯이, 도체교체수명의 진단, 추정 은 여전히 현장 전문가의 판단에 의존한다. 따라서, 이러한 전문가의 경험적 지식을 기반으로 하는 적응뉴로 퍼지 추론시스템(adaptive neuro-fuzzy inference system) 형태의 진단시스템을 사용할 수도 있다[29].

## 4. 결 론

21세기에 이르러 전력산업의 구조개편에 따라, 전

## 참 고 문 헌

- [1] D.L. Rudolph, "A systematic approach to the replacement of an aging distribution system", IEEE Industry Applications Magazine, Vol. 4, pp. 32-36, 1998.
- [2] G.C. Baker, "The wave of deregulation: operational & design challenges", IEEE Power Engineering Review, Vol. 19, No. 11, pp. 15-16, 1999.
- [3] 대기오염이 전력설비에 미치는 영향 연구, KRC-92C-S05, 한국전력공사 전력연구원, 1993.
- [4] ACSR 내부부식 감지에 관한 연구, KEPRI-G4Y-S14, 한국전력공사 전력연구원, 1996.

- [5] L. Bauer, P. Ulardic, and J. Muller, "Reinforcement strategies for extending the service life of 110 kV overhead transmission lines", CIGRE 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution Part I: Contribution, No. 438, Vol. 3, pp. 43/1-43/5, 1997.
- [6] D.G. Harvard, et. al, "Aged ACSR conductors. I. Testing procedures for conductors and line items", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 581-587, 1992.
- [7] D.G. Harvard, et. al, "Aged ACSR conductors. II. Prediction of remaining life", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 588-595, 1992.
- [8] D.R. Shannon, "Life expectancy of ACSR conductors under live line and off line conditions", Shannon Tech.
- [9] S.M. Leppert, and A.D. Allen, "Conductor life cycle cost analysis", Rural Electric Power Conference, pp. C2/1-C2/8, 1995.
- [10] A.K. Deb, "Object oriented expert system estimates line ampacity", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 8, No. 3, pp. 30-35, July 1995.
- [11] R.J. Carrington, "New technologies for transmission line uprating", 1998 IEEE 8th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance Proceedings, ESMO '98, pp. 311-318, 1996.
- [12] M.R. Allison, K.G. Lewis, and M.L. Winfield, "An integrated approach to reliability assessment, maintenance and life cycle costs in the National Grid Company", Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment, pp.180-185, 1995.
- [13] J.M. Ferguson, and R.R. Gibbon, "Overhead transmission lines-refurbishment and developments", Power Engineering Journal, Vol. 8, No. 3, pp. 109-118, 1994.
- [14] M.F. Ishac, I.F. Boulos, A.P. Goel, and D.J. Horrocks, "Life extension of an existing transmission line ", Seventh International Conference on Transmission and Distribution Construction and Live Line Maintenance, ESMO-95, pp. 17-23, 1995.
- [15] I. Zamora, "High-temperature conductors: a solution in the uprating of overhead transmission lines", 2001 IEEE Power Tech Proceedings, Vol. 4, pp. 61-66, 2001.
- [16] D.L. Rudolph, "A systematic approach to the replacement of an aging distribution system", Papers Presented at the 41st Annual Conference Rural Electric Power Conference, pp. A4-1-8, 1997.
- [17] T.O. Seppa, "Introduction to: panel on impact of aging on reliability and cost of transmission", 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 455-456, 2001.
- [18] D. Douglass, "Old conductors(and associated hardware and connectors) don't go bald, they just lose a few strands", 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 463-465, 2001.
- [19] B.W. Min, M. Choi, and A.K. Deb, "Line-rating system boosts economical energy transfer", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 10, No. 4, pp. 36-39, 1997.
- [20] V.T. Morgan, "Effect of elevated temperature operation on the tensile strength of overhead conductors", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, pp. 345-352, 1996.
- [21] I. Zamora, "Uprating using high-temperature electrical conductors", CIGRE 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions, Vol. 1, pp. 90-94, 2001.

## 기술해설

- [22] G.C. Baker, "Reconductoring power lines-an example exercise in conductor selection", 2001 IEEE Rural Electric Power Conference, pp. D1/1-D1/6, 2001.
- [23] T.O. Seppa, "Accurate ampacity determination: temperature-sag model for operational real time ratings", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No.: 3, pp.1460-1470, 1995.
- [24] J. Raniga and R.K. Rayudu, "Stretching transmission line capabilities - A Transpower Investigation", Transpower, New Zealand, 2001.
- [25] J. Sutton and K.G. Lewis, "The detection of internal corrosion in steel reinforced aluminum overhead power line conductors", U.K. Corrosion, pp. 343-359, 1986.
- [26] Internal Corrosion Detector using Eddy Current Method in Transmission Lines, Tohoku Electric Power Co. and Fujikura Research Center, Technical Report, 1992.
- [27] ACSR 전선수명 예측시스템 개발, TR.97EJ02. J2000.16, 한국전력공사 전력연구원, 2000.
- [28] 송전운용업무기준, 한국전력공사 송변전처, 1999.
- [29] S.D. Kim and M.M. Morcos, "Diagnosis of Useful Life for ACSR Conductors", Power Engineering Review, pp.61-64, 2002.

## ◇ 저자 소개 ◇

**김성덕(金成德)**  
1951년 10월 1일생. 1978년 한양대학교 전기공학과 졸업. 1980년 한양대학교 전기공학과 졸업(석사). 1988년 한양대학교 전기공학과 졸업(박사). 1990년~1991년 Australia National University 객원교수. 2000년~2001년 Kansas State University 객원교수, 현재 한밭대학교 전기·전자공학부 교수.



### 심재명(沈在明)

1951년 11월 13일 생. 1976년 명지대학교 전기공학과 졸업. 1979년 명지대학교 대학원 졸업(석사), 1992년 명지대학교 대학원 졸업(박사). 현재 한밭대학교 전기·전자공학부 교수.



### 이동일(李東一)

1958년 3월 15일생. 1979년 단국대학교 전기공학과 졸업. 1983년 인하대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 한양대 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 한국전력공사 전력연구원 전력계통연구실 책임연구원.



### 강지원(姜地原)

1965년 1월 6일생. 1987년 한양대학교 전기공학과 졸업. 1992년 한양대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2002년 한양대학교 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 한국전력공사 전력연구원 전력계통연구실 선임연구원.



### 장태인(張太因)

1968년 12월 5일생. 1990년 한양대학교 전기공학과 졸업. 1994년 한양대학교 대학원 졸업(석사). 1994년~1995년 (주)삼성SDS 공공개발팀 근무. 현재 한국전력공사 전력연구원 전력계통연구실 선임연구원.



### 민병욱(閔丙旭)

1955년 3월 3일생. 1988년 한밭대학교 전기공학과 졸업. 1994년 한밭대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한국전력공사 송변전처 송전건설팀장.