

Representative Dissolved Gases indicating Aging of Power Transformers

전력용 변압기 경년열화와 관련된 DGA 대표가스에 관한 연구

Dongjin Kweon†, Yonghyun Kim, Byoungsoo Joo
권동진†, 김용현, 주병수

KEPCO Research institute, Korea Electric Power Corporation, 105 Munji-Ro, Yuseong-Gu, Daejeon 34056, Korea
† jjinkwon@kepco.co.kr

Abstract

The life management technology becomes important as the failure risk of the aged power transformers increases. Asset management technology, therefore, has been developed to evaluate the remaining life and build replacement strategies of power transformers, which enables an optimal investment decisions based on reliability and economic feasibility. The remaining life assessment technology uses data related to such as installation, operation, maintenance, refurbishment, and disposed history of power transformers. The optimal investment decision additionally uses data related to failure and social costs. To develop the asset management technology in power transformers, it is important to find deterioration parameters directly indicating degradation of power transformers. In this study, 110,000 DGA data during the past 35 years have been analyzed in order to find the deterioration parameters related to the degradation of power transformers. The alarm rates of combustible gases (H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , CH_4 , C_2H_6), TCG CO, and CO_2 were analyzed as deterioration parameters. The origin of the gas was discussed in connection with discharge, overheating and insulation aging.

Keywords: Power Transformer, DGA, Alarm Rate, Aging Degradation, Representative Gas

I. INTRODUCTION

유중가스 분석(Dissolved Gas Analysis) 기술은 전력용 변압기의 결함을 검출하고 건전성을 평가하는데 가장 널리 이용되는 진단방법이다 [1]-[4]. 한전에서는 1983년부터 154 kV급 이상의 전력용 변압기를 대상으로 매년 유중가스를 분석하여 고장 방지에 큰 역할을 하고 있다. 유중가스 분석 절차는 먼저 유중가스 농도나 증가량이 기준치를 초과하는지를 판정하고, 기준치를 초과할 경우에는 분석 주기를 단축하여 추적 분석하며, 유중가스 농도가 심할 경우에는 결함의 종류를 판정하고, 변압기 내부를 정밀 점검한다.

유중가스 분석 기준치 및 추적 분석 주기는 국가마다 서로 다르게 설정하여 운영되고 있다. 국제적으로 유중가스 분석의 표준은 IEC 60599, IEEE C57.104 등이 대표적이며, 한전은 독자적인 유중가스 분석 기준치를 설정하여 운영하고 있다.

IEC는 1978년 처음으로 유중가스 분석 기준치를 제정하였다. 이때는 전력용 변압기 사용자의 경험을 기반으로 하였으며, 일부 가스에 대한 기준치가 설정되지 않아, 1999년 15개 전력회사, 15,000대의 전력용 변압기에서 수집한 유중가스 분석 데이터를 토대로 기준치를 개정하고, 2015년에는 25개 전력회사, 20,000대의 전력용 변압기에서 수집한 데이터를 기반으로 기준치를 보완하였다 [2]. IEC 60599에서는 전력용 변압기에서 수집한 유중가스 분석 데이터의 90%를 정상으로 판단하고, 상위 10%를 기준치로 제시하고 있다. 따라서 이 기준을 초과하면 분

석 주기를 단축하고, 유중가스 농도가 심할 경우에는 즉각적인 조치를 취하도록 권고하고 있다. 또한, IEC 60599에서는 결함 유형을 절연유 또는 절연지의 방전(PD(부분 방전), D1(저에너지 방전), D2(고에너지 방전))과 열적 결함(T1(300°C 이하), T2(300-700°C), T3(700°C 이상))으로 분류하고, 결함 유형의 평가 방법으로 IEC Code 및 Duval's Triangle을 사용하고 있다 [2][6].

IEEE는 1991년 처음으로 유중가스 분석 기준치를 제정하였으며, 2008년 가스와 결함과의 상관관계를 축적된 자료로 분석하여 기준치를 보완하고, C_2H_2 기준치를 강화하였다. IEEE C57.104에서는 기준치를 “Condition 1 - Condition 4”로 제시하고, 이 기준치를 초과하면 TCG (Total Combustible Gas)의 증가량에 따라 분석 주기를 단축하고, 결함의 종류를 판정한다. IEEE C57.104에서는 결함의 유형을 절연유 부분 방전, 절연유 아크, 절연유 과열 및 절연지 과열로 판정하고, 결함 유형의 평가 방법으로 Key Gas Method, Doernenburg Ratio Method 및 Roger Ratio Method를 사용하고 있다 [3].

한전에서는 1985년 유중가스 분석 기준치를 최초로 설정하였으며, 전력용 변압기의 가스발생 특성, 정상 기기와 이상 기기에서 수집한 유중가스 분석 데이터의 통계 분석 및 내부 점검 결과를 바탕으로 1999년, 2002년 및 2008년 3차례 개정을 통해 정상, 요주의I, 요주의II, 이상 및 위험의 4단계로 기준치를 설정하고 있다. 이때 “요주의I”은 이상 징후가 있는 것으로 추정, “요주의II”는 이상이 있는 것으로 추정, “이상”은 이상이 있는 것으로 확실시 및 “위험”은 즉시 운전을 정지한 후 변압기 내부

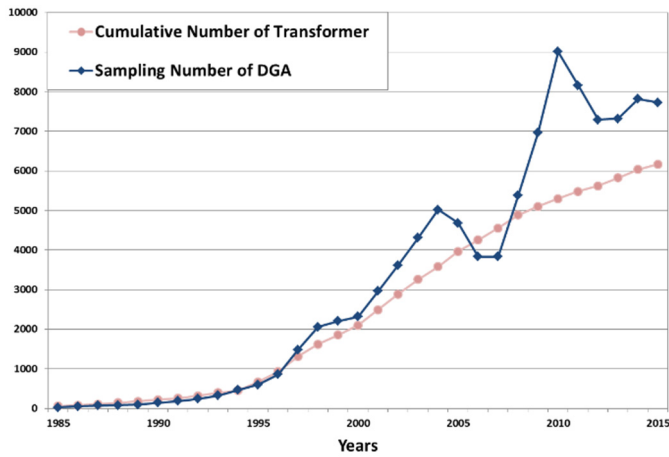


Fig. 1. Cumulative number of power transformers and DGA sampling.

를 정밀 점검하는 것으로 정의한다. 2002년 개정에서는 C₃H₈ 가스를 추가하고 C₂H₂ 가스 기준치를 강화하였으며, 2008년 개정에서는 요주의I과 요주의II의 구분, 분석 주기 조정, CO, CO₂ 가스 관리방법 등을 변경하였다 [1]. 한전에서는 모든 전력용 변압기를 대상으로 유증가스를 매년 분석한다. 유증가스 농도가 요주의I로 판정되면 6개월, 요주의II로 판정되면 3개월, 이상으로 판정되면 1개월로 분석 주기를 단축한다. 또한 요주의II 또는 이상이 3회 이상 연속으로 발생되고, TCG가 1,000 ppm을 초과하는 경우와 위험으로 판정되는 경우에는 변압기 내부를 정밀 점검한다. 그러나 CO 또는 CO₂ 가스가 요주의II로 판정된 경우를 제외하고는 변압기 내부를 정밀 점검하지 않으며, CO 1,200 ppm, CO₂ 7,000 ppm을 동시에 초과하는 경우만 전문가의 의견을 토대로 내부를 정밀 점검한다. 한전에서는 결함의 유형을 절연유 부분 방전, 절연유 아크, 절연유 과열(저온/중온/고온), 고체 절연물 과열 및 절연물/절연유 열화와 같이 7가지로 판정하고, 결함 유형의 평가 방법으로 가스 패턴에 의한 방법, 가스 조성비에 의한 방법 및 특징 가스에 의한 방법을 사용하고 있다. 이와 같이 IEC, IEEE 및 한전에서 사용하는 결함의 유형은 크게 방전(H₂, C₂H₂), 과열(C₂H₄, C₂H₆, CH₄) 및 절연물 열화(CO, CO₂)로 판정한다.

최근 장기간 사용된 전력용 변압기의 증가로 고장 위험성이 증대됨에 따라, 변압기의 수명 관리에 관심이 증가되었으며, 변압기의 설치, 운전, 유지보수, 갱신 및 폐기 등의 데이터를 이용하여 잔여 수명 및 교체 기준을 평가하고, 유지보수, 고장, 사회적 비용 등을 반영하여 신뢰성, 경제성 기반의 최적 투자계획을 수립하기 위한 자산관리 기술에 관심이 집중되고 있다. 경제 성장기에 대량으로 설치된 전력용 변압기가 운전 연수 30년을 초과하고 있으므로, 이러한 장기간 사용된 변압기를 안전하게 운전하는 것이 필요하다. 따라서 열화된 변압기의 정확한 열화 진단 및 수명 판정 기술이 필요하다.

전력용 변압기는 고장 시 전력 계통에 미치는 영향이 막대하므로, 변압기의 수명이 다할 때까지 운전해서는 안된다. 따라서 변압기의 고장 위험이 증가하면 교체하여야 한다. 그러나 전력용 변압기의 수명(End-of-Life)과 잔여 수명(Remaining Life)을 설정하기는 상당히 어렵다. 따라서 비용이 많이 소요되는 전력용 변압기의 교체

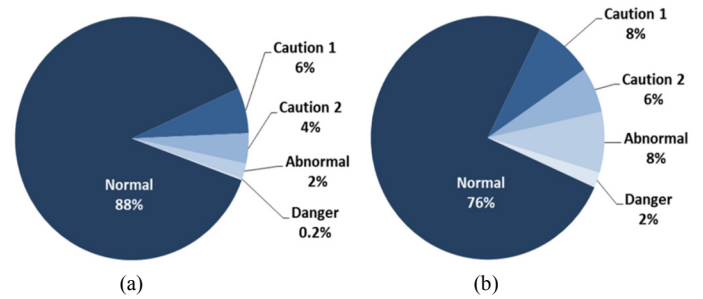


Fig. 2. Statistical distribution of DGA data. (a) Distribution of DGA result. (b) Transformer distribution by DGA alarm.

를 정당화하기가 어려운 실정이다. 이와 같은 전력용 변압기의 자산관리를 위해서는 변압기 경년이 증가함에 따라 발생하는 특정 파라미터를 개발하고, 이를 토대로 변압기의 상태를 정확하게 평가하는 것이 중요하다.

본 연구에서는 전력용 변압기 경년 열화와 관련된 DGA 가스를 도출하기 위하여, 1983년부터 누적된 110,000건의 유증가스 분석 데이터를 분석하였다. 유증가스 분석에 사용되는 가연성 가스(H₂, C₂H₂, C₂H₄, CH₄, C₂H₆), 가연성 가스 총량(TCG), CO 및 CO₂에 대해 각 가스 별로 경년 열화에 따른 알람 발생률을 분석하였다. 또한 1981년부터 2014년까지의 전력용 변압기 고장 데이터를 분석하여 수명과 고장률(Bathub 곡선)을 토대로 전력용 변압기의 자산관리를 위해, 방전, 과열 및 절연물의 경년 열화와 상관성이 높은 가스를 도출하였다.

II. 한전의 유증가스분석 현황

Fig. 1은 한전의 전력용 변압기 운전 수량과 유증가스 분석 회수를 나타낸 것이다. 한전의 전력용 변압기는 1970년 이전에는 외국산 변압기를 사용하였으나, 1970년 이후부터는 국내 제작사의 변압기를 사용하고 있다. 한전에서는 1969년부터 154 kV 삼상 45/60 MVA 변압기, 1978년부터 345 kV 단상 167 MVA 변압기, 1998년부터 765 kV 단상 667 MVA 변압기를 적용하였다. 특히 1994년 교량을 통과하는 운송 중량이 40톤으로 제한됨에 따라, 1995년부터 154 kV 단상 15/20 MVA 변압기를 적용하고 있다. 이와 더불어 1995년 이전까지는 절연유 보존 시스템으로 GOST형(Gas Oil Seal Tank)이 적용되었으나, 1995년 이후는 컨서베이터형이 적용되고 있다. 전력용 변압기 중에서 154 kV급 변압기가 87%로 가장 많은 비중을 차지하며, 345 kV 변압기는 11%, 765 kV 변압기는 2%를 차지하고 있다. 또한 단상 변압기가 91%를 차지하며, 삼상 변압기는 9%를 차지하고 있다.

2016년 한전에서 운전되고 있는 154 kV 이상의 전력용 변압기 수량은 6,168대이며, 모든 변압기를 대상으로 매년 유증가스를 정기적으로 분석하고, 유증가스 농도가 기준치를 초과하면 분석 주기를 단축함에 따라 최근 5년간 연평균 유증가스 분석 회수는 약 7,600회에 이르고 있다. Fig. 1과 같이 전력용 변압기 수량의 증가에 따라 유증가스 분석 회수도 비례하여 증가하여 유증가스 분석이 적절하게 운영되고 있음을 알 수 있다.

Fig. 2는 유증가스 분석 데이터 110,000건의 통계적

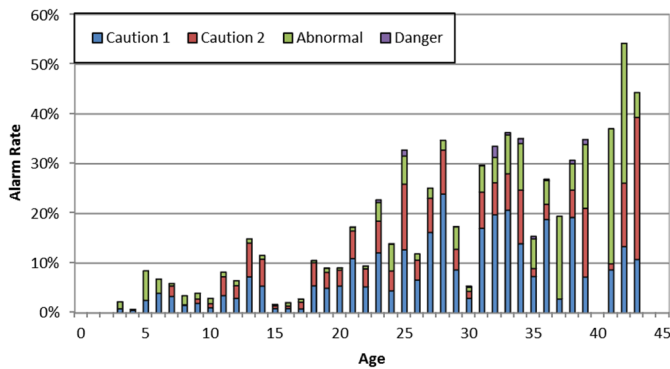


Fig. 3. Probability of alarm according to age of transformers.

분포를 나타낸 것이다. Fig. 2(a)는 유중가스 분석 판정결과 분포를 나타낸 것으로, 110,000건의 유중가스 분석 중에서 정상 판정은 88%이며, 알람 판정은 12%로 나타났다. 이중 요주의I은 6%, 요주의II는 4%, 이상은 2% 및 위험은 0.2%로 판정되었다. Fig. 2(b)는 유중가스 분석에 따라 알람이 발생한 변압기의 분포를 나타낸 것이다. 한번도 알람이 발생하지 않은 변압기가 76%이며, 알람이 발생한 변압기는 24%로 나타났다. 이중 요주의I 판정을 받은 변압기는 8%, 요주의II는 6%, 이상은 8%, 위험은 2%로 나타났다.

IEC 60599에서는 유중가스 분석 기준치를 가스 분석 데이터의 90%로 설정하고 있다. 즉, 10%의 변압기만 관찰 대상으로 설정한 것이다. 그러나 상기와 같이 한전의 유중가스 분석 기준치는 IEC에 비해 높게 설정되어 있음에도 불구하고 [1][2], 24%의 변압기가 관찰 대상으로 나타났다. 이러한 결과는 유중가스 분석 회수를 증가시켜, 유지보수 비용의 증가로 이어진다. 따라서 한전의 유중가스 분석 기준치가 적정한지, 또는 국내 제작사의 변압기가 국외 변압기에 비해 유중가스가 많이 발생하는지에 대한 상세한 검토가 필요하다.

Fig. 3은 전력용 변압기의 운전 연수에 따른 유중가스 분석 알람 발생률을 나타낸 것이다. 변압기 운전 연수가 증가됨에 따라 알람 발생률이 증가하는 것으로 나타나고 있다. 특히, 변압기의 운전 연수가 23년이 경과되면 알람 발생률이 20%에 이르며, 25년이 경과되면 30%, 40이 경과되면 40%에 이르는 것으로 나타났다. 또한 30년이 경과되면 요주의II 및 이상의 확률이 증가하여 변압기가 열화되고 있는 것으로 나타났다.

일반적으로 고전압 공학에서는 고장 데이터가 충분한 정규분포를 나타내지 않을 경우, 와이블 분포에 따른 특성 수명을 평균 수명으로 평가한다. 본 연구에서는 1981년부터 2014년까지 642건의 전력용 변압기 고장 데이터를 수집하였다. 이 고장 데이터를 이용한 전력용 변압기의 평균 수명(End-of-Life)은 55년으로 나타났다. 전력용 변압기는 열화가 진행되어 고장이 발생할 때까지 운전해서는 안된다. 따라서 수명에 가까워 고장 위험이 증가할 경우에 교체되어야 한다. 만일 변압기가 적절한 시기에 교체되지 못하여 고장이 발생하면, 변압기 가격보다 훨씬 큰 정전 비용이 발생할 수 있으며, 회사의 이미지에 악영향을 미칠 수 있다. 이와 같은 변압기의 교체는 상기의 변압기 평균 수명만으로는 설명하기 어려

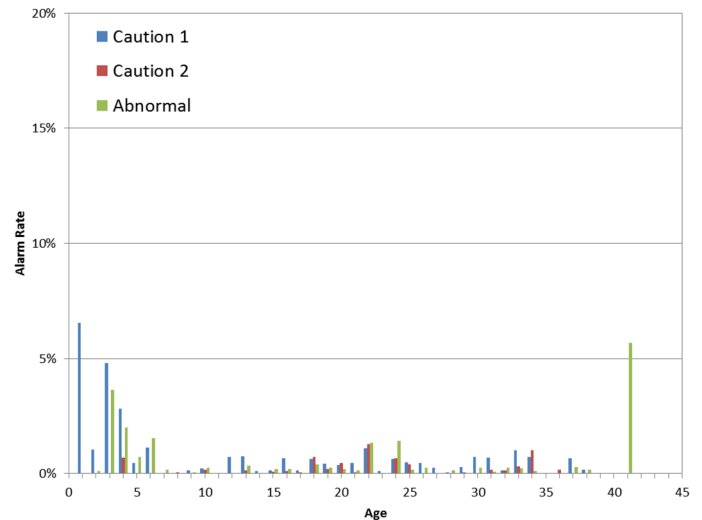


Fig. 4. Alarm rate of H₂ gas due to aging degradation of power transformers.

우며, 국가적 규제, 전력회사의 변압기 관리 정책, 경영 상태, 유지보수 예산 등에 영향을 받는다.

기술적으로 변압기 교체는 고장률 곡선을 참고할 수 있다. 전력용 변압기의 경년열화에 따른 고장률 곡선은 운전 연수 23년부터 마모기에 진입하며, 32년에서 고장률이 5%(B5)에 도달하는 것으로 나타났다. 따라서 전력용 변압기의 교체는 32년으로 설정하는 것이 바람직하다. 이와 같은 전력용 변압기의 고장률 곡선은 1995년 이전까지 절연유 보존 시스템으로 GOST형이 적용된 영향으로 파악되며, 1995년 이후에 적용한 컨서베이터형에서는 고장률 곡선의 증가속도가 이보다는 늦을 것으로 예상된다.

Fig. 3의 전력용 변압기 운전 연수에 따른 유중가스 분석 알람 발생률은 고장률 곡선과 일치하므로, 유중가스 분석은 변압기의 고장을 사전에 감지할 수 있는 신뢰성이 있는 진단방법임을 의미한다.

III. 유중가스의 알람 발생률

A. 방전과 관련된 가스

Fig. 4는 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 H₂ 가스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. H₂ 가스는 전력용 변압기 운전 초기 5년까지 알람 발생률이 높게 나타나다가, 점차적으로 감소하여 경년 열화와 관계없이 낮게 나타났다. H₂ 가스는 방전에 따라 다량으로 발생하기 때문에 방전 결함의 검출에 유효한 가스로 알려져 있으며, 절연유 또는 철심의 과열에 의해서도 발생하는 것으로 알려져 있다. 특히 실험 결과에 의하면, 절연유의 방전 전하량이 증가하면 H₂ 가스가 발생하고, 방전 전하량이 수천 pC을 넘으면 C₂H₂ 가스가 발생한다고 알려져 있다. 그러나 H₂ 가스는 운전된 적이 없거나 운전 초기에 결함이 없는 상태에서도 발생하는 것으로 보고되고 있다. 이와 같은 현상은 H₂ 가스는 절연유가 산소, 물, 철 및 아연 도금 강판과 반응하여 생성되며, 철 표면에 특수한 코팅이 free water와 반응하거나, 절연유에서 스테인리스강이 용해 산소와 반응하여 발생할 수 있다 [3][4].

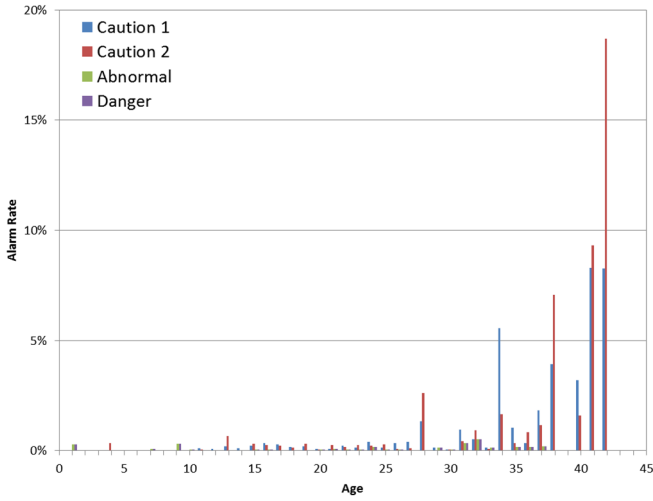


Fig. 5. Alarm rate of C₂H₂ gas due to aging degradation of power transformers.

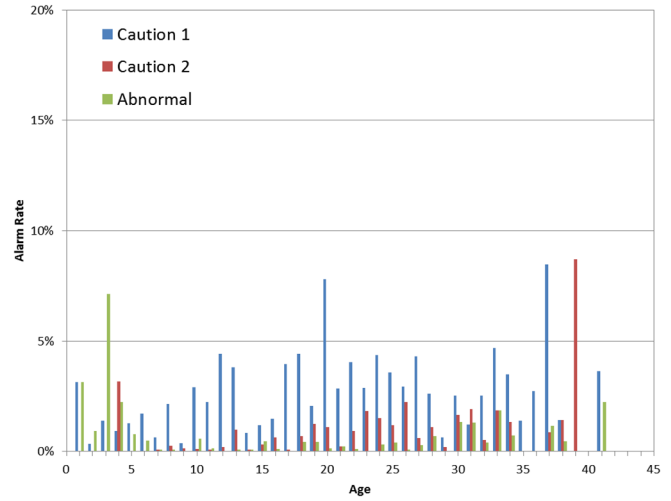


Fig. 7. Alarm rate of CH₄ gas due to aging degradation of power transformers.

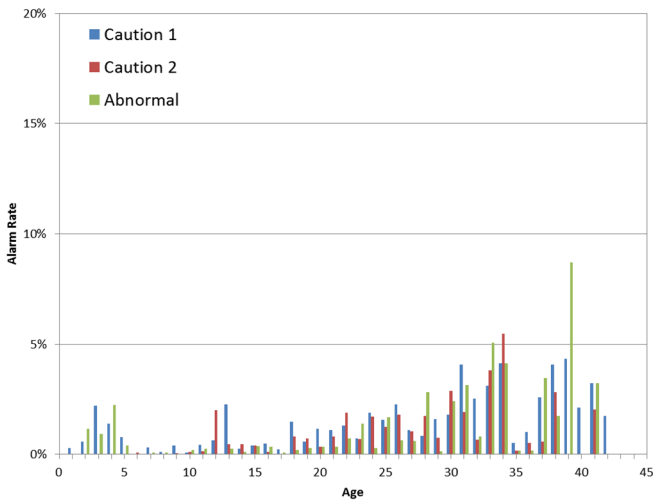


Fig. 6. Alarm rate of C₂H₄ gas due to aging degradation of power transformers.

따라서 H₂ 가스는 정상 운전 변압기에서도 운전 초기에 다량 발생되며, 운전정지 후 내부 정밀점검 시 결함이 발견되지 않고, H₂ 가스만 급격하게 증가하여 변압기 고장으로 이어지는 사례는 많지 않다. 이와 같은 이유로 Fig. 4에서도 결함이 없는 운전 초기 상태에서 H₂ 가스가 발생하는 것으로 추정된다. Fig. 4와 같이 H₂ 가스는 전력용 변압기의 경년 열화와는 상관성이 낮으므로 경년 열화의 지표로 사용하는 것은 적절하지 않은 것으로 나타났다.

Fig. 5는 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 C₂H₂ 가스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. C₂H₂ 가스의 알람 발생률은 전력용 변압기 운전 약 30년 이후부터 급격하게 증가하는 것으로 나타나고 있다. 특히, 40년 이후에는 요주의II의 발생률이 급증하는 것으로 나타났다. C₂H₂ 가스는 방전 전하량이 수천 pC을 넘는 아크 방전에 의해 발생하는 특징 가스로, 방전 결함의 검출에 가장 중요한 가스로 알려져 있다. 전력용 변압기는 우발고장기의 랜덤한 고장을 제외한 정상적인 부하로 인하여 노화될 경우에는 부하로 발생하는 열에 의해 절연지가 열화된다. 특히 권선에 의해 발생하는 온도가 가장 높은 핫스팟 부분의 절연지가 가장 빨리 열화되며, 경년 열화에 따라

권선의 선간 및 층간에 아크가 발생하여 고장으로 이어진다. 이때 권선 절연지의 결함은 초기에는 저에너지의 부분방전으로 시작하여, 고에너지의 심각한 결함으로 발전하여 아크를 동반한 고장으로 이어질 수 있다. 따라서 절연지의 열화에 의한 고장이 발생할 경우, 초기에는 부분 방전에 의한 H₂ 가스가 발생하고, 고장이 발생할 경우에는 아크에 의한 C₂H₂ 가스가 발생하여야 한다. 그러나 Fig. 4와 같이 H₂ 가스는 변압기의 경년 열화와 상관성이 낮아 H₂ 가스가 반드시 방전 열화를 대표하는지는 재검토가 필요하다. Fig. 5와 같이 C₂H₂ 가스는 전력용 변압기의 고장을 곡선과 일치하고, 경년 열화와 상관성이 높아, 방전에 의한 결함을 사전에 감지하는 경년 열화의 지표로 적용이 가능한 것으로 나타났다.

B. 과열과 관련된 가스

Fig. 6은 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 C₂H₄ 가스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. C₂H₄ 가스는 전력용 변압기 운전 약 30년 이후에 알람 발생률이 약간 증가하나, 경년 열화와 상관성은 낮은 것으로 나타났다. C₂H₄ 가스는 철심의 순환전류, 철심 층간 단락으로 인한 절연유와 절연물의 국부 과열에 의해 발생하는 특징 가스이며, 접촉 불량에 의한 방전에 의해서도 발생하는 것으로 알려져 있다. 그러나 이와 같은 결함은 변압기 경년 열화와는 상관성이 높지 않다. 따라서 Fig. 6과 같이 C₂H₄ 가스는 전력용 변압기의 경년 열화와는 상관성이 낮으므로, 경년 열화의 지표로 사용하는 것은 적절하지 않은 것으로 나타났다.

Fig. 7은 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 CH₄ 가스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. CH₄ 가스는 경년 열화와 관계없이 알람 발생률이 일정하게 나타났다. CH₄ 가스는 철심에 관한 순환전류, 절연불량으로 인한 저온 과열에 의해 발생하는 가스로, 절연유의 열화에 의해서도 소량 발생하는 가스로 알려져 있다. 따라서 C₂H₄ 가스는 전력용 변압기의 경년 열화에 따라 증가하는 경향이 없고, 랜덤하게 발생하여, 경년 열화의 지표로 사용하는 것은 적절하지 않은 것으로 나타났다.

Fig. 8은 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 C₂H₆ 가

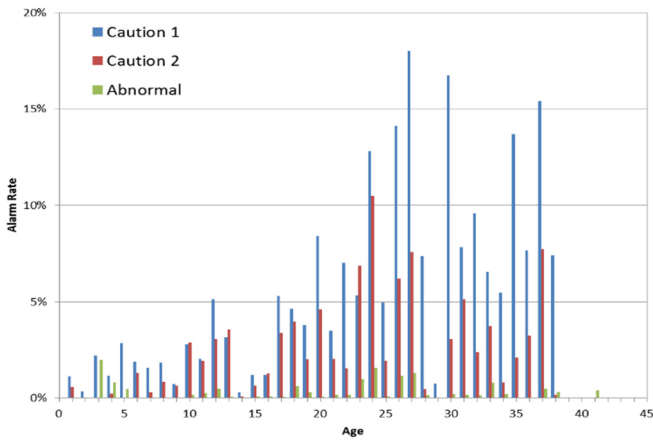


Fig. 8. Alarm rate of C₂H₆ gas due to aging degradation of power transformers.

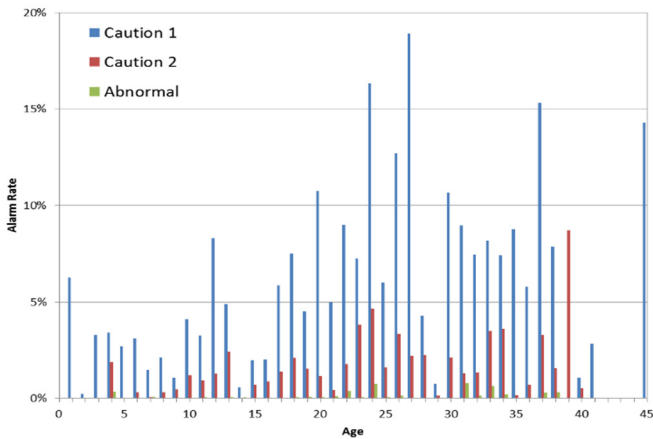


Fig. 9. Alarm rate of TCG due to aging degradation of power transformers.

스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. C₂H₆ 가스는 전력용 변압기의 운전 약 20년 이후에 알람 발생률이 크게 증가하여, 경년 열화와 높은 상관성을 갖는 것으로 나타났다. 또한 Fig. 5의 C₂H₂ 가스의 알람 발생률이 전력용 변압기 운전 약 30년 이후부터 급격하게 증가하는 것에 비해, C₂H₆ 가스는 알람 발생률이 20년 이후에 증가하는 경향을 보였다. C₂H₆ 가스와 같은 포화 탄화수소는 비교적 낮은 온도에서도 생성되며, 절연유의 산화 열화에 의해서도 생성되는 가스로 알려져 있다.

한전의 전력용 변압기 중에서 GOST형 절연유 보존 시스템을 설치한 전력용 변압기는 1978년부터 설치하였으며, 1995년 이후에는 컨서베이터형 절연유 보존 시스템이 개발됨에 따라 설치가 중단되었다. GOST 형태의 전력용 변압기는 운전 온도나 외기온도에 의해 호흡기를 통하여 공기가 절연유와 접촉하므로 수분이나 산소가 절연유에 침투할 수 있다.

20년 이상 운전된 전력용 변압기 중에서 유증가스 분석에서 알람이 발생한 변압기는 컨서베이터 형태의 전력용 변압기에 비해 GOST 형태의 전력용 변압기에서 대부분 유증가스 분석 알람이 발생하였다. GOST 형태의 전력용 변압기에서 유증가스 분석의 알람이 발생한 가스는 C₂H₆ 가스로 89%를 차지하고 있다. 또한 고장 난 GOST 형태의 전력용 변압기에서 고장 원인은 장기간 사용에 따른 열화, 수분, 가스켓 열화에 의한 공기 유입 등으로 나타났다. 절연유나 절연지는 공기와 접촉하면

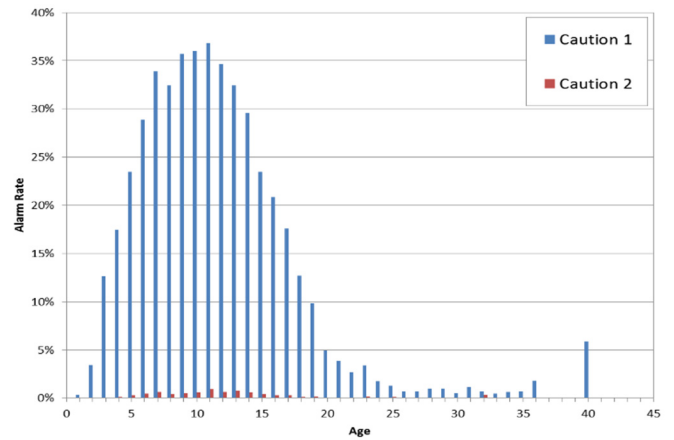


Fig. 10. Alarm rate of CO gas due to aging degradation of power transformers.

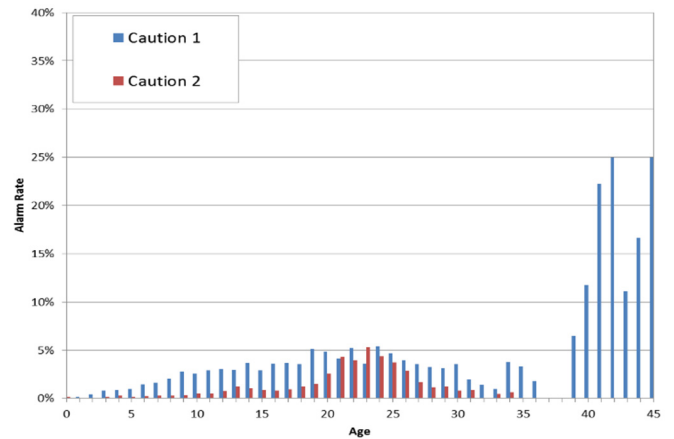


Fig. 11. Alarm rate of CO₂ gas due to aging degradation of power transformers.

산소나 수분을 흡수할 수 있으며, 이는 전력용 변압기 수명을 현저하게 단축시킬 수 있는 열화촉매제로 알려져 있다. 절연지는 수분과의 반응에 의한 가수분해로 수분 함량에 비례하여 열화가 촉진된다. 또한 절연유나 절연지에 산소가 존재하면 산화 열화의 원인이 된다. 절연유의 산화 안정성 시험에서는 절연유에 동(Cu)을 넣어 시험하는데, 이것은 동이 산화반응을 촉진시킨다는 것을 의미한다. 따라서 GOST 형태의 전력용 변압기에서 고장 원인은 수분과 산소에 의한 열화가 주요 원인이 된다. Fig. 8과 같이 C₂H₆ 가스는 경년 열화와 상관성이 높아, 절연유나 절연지의 산화 열화의 지표로 적용이 가능한 것으로 나타났다.

Fig. 9는 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 TCG의 알람 발생률을 나타낸 것이다. TCG의 알람 발생률은 전력용 변압기의 운전 약 20년 이후에 알람 발생률이 크게 증가하는 것으로 나타났다. TCG의 알람 발생률은 가스량이 많은 C₂H₆ 가스의 영향으로 인해 C₂H₆ 가스의 알람 발생률 분포와 유사하게 나타난 것으로 분석된다. 그러나 C₂H₂ 가스는 관리기준치가 낮게 설정되어 있어, TCG에 미치는 영향은 적은 것으로 판단된다. 따라서 TCG는 C₂H₆와 중복되므로 경년 열화의 지표로 사용할 필요는 없을 것으로 판단된다.

C. 절연물 열화와 관련된 가스

Fig. 10은 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 CO 가

스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. CO 가스는 전력용 변압기 운전 20년까지 다량의 가스가 발생하다가, 이후부터 경년 열화와 관계없이 일정하게 낮은 알람 발생률을 나타내었다. 이때 CO 가스는 대부분이 요주의I을 나타내었다. CO 가스는 절연유의 산화에 의한 경년 열화에 의해 발생하지만, 주로 절연지의 과열에 의한 경년 열화로 발생하는 것으로 알려져 있다. 또한 CO 가스는 절연유의 온도(계절)와 부하에 의해 발생량이 달라지므로, 변압기의 내부 이상과 직접적인 관련성이 낮은 것으로 알려져 있다. 그러나 Fig. 10과 같이 CO 가스는 전력용 변압기 경년 열화와 관계없이 운전 20년까지 농도가 높게 나타났으나, 이에 대한 원인이 아직까지 밝혀지지 않아, 향후 이에 대한 검토가 필요하다. 따라서 Fig. 10과 같이 CO 가스는 경년 열화의 지표로 사용하는 것은 적절하지 않은 것으로 나타났다.

Fig. 11은 전력용 변압기의 경년 열화에 따른 CO₂ 가스의 알람 발생률을 나타낸 것이다. CO₂ 가스는 전력용 변압기 운전 약 40년 이후부터 급증하는 것으로 나타났다. CO₂ 가스는 절연유의 산화 및 절연지의 장기간 저온 과열(<160°C)에 의한 열화로 발생하며, 특히, GOST형 변압기에서는 수분과 산소에 의한 열화로 더 빠르게 축적될 수 있는 것으로 알려져 있다. 절연지의 수분 함유량은 변압기 제작과정에서 0.5% 이하로 관리되지만, 운전 기간 중 열화와 공기 접촉에 의한 수분과 산소에 의해 증가되어, 절연지의 가수분해를 촉진시킨다. 이러한 절연지의 가수분해는 절연지의 열화를 가속시키고, 절연지 내의 기포를 형성하여 절연 내력을 저하시킨다. 또한 절연지는 산소에 의해 산화 열화되며, 이는 대부분의 실험에서 산소가 많은 환경에서 절연지의 열화율이 2~3배 높게 나타난다. 즉, CO₂ 가스는 절연유와 절연지의 산소 및 수분 함유량이 근본 원인이 되므로, 절연지의 장기 열화에 의한 것이라고 판단할 수 있다.

절연지의 열화 정도는 일반적으로 중합도(Degree of Polymerization)로 정량화 할 수 있다. 셀룰로오스는 포도당 분자로 이루어진 고분자 화합물로, 포도당 분자 체인의 연결 수에 의해 절연지의 기계적 강도가 결정되며, 이러한 분자의 연결 수를 중합도라 한다. 즉, 중합도는 절연지의 분해 정도를 나타내므로, 절연지의 인장강도와 직접적으로 관련되어 절연지 수명의 척도로 사용되고 있다. 신품 변압기의 절연지는 약 1,000 정도의 중합도 값을 갖고 있으며, 한계 수명은 약 200 정도로 알려져 있다 [6][7].

내부 고장으로 폐기된 전력용 변압기 4대와 장기 사용으로 폐기된 전력용 변압기 3대에서 절연지 샘플을 채취하여 DP를 측정 한 결과는 모두 “양호” 상태로 판정되었다. 이때 전력용 변압기의 운전 연수는 20년에서 26년이다. 이와 같이 폐기된 전력용 변압기 7대에 대한 즉 26년까지 운전된 전력용 변압기의 절연지 상태는 열화가 많이 진행되지 않은 것을 의미한다. 따라서 전력용 변압기의 절연지는 CO₂ 가스의 알람 발생률과 같이 운전 약 40년 이후에 열화가 급격히 진행되는 것으로 분석된다. 이와 같이 CO₂ 가스는 전력용 변압기의 경년

열화와 상관성이 높으므로, 절연물의 열화 지표로 적용이 가능한 것으로 나타났다.

일반적으로 전력용 변압기의 수명을 계산할 때 IEEE C57.140의 Arrhenius 식을 검토한다 [8]. 그러나 Arrhenius 식은 절연지의 열화율과 관련된 것으로, IEEE C57.104에서도 절연지의 수명이 전력용 변압기의 수명은 아니라고 언급하고 있다. 이상의 연구결과를 종합하면, 전력용 변압기 절연지는 운전 40년 이후에 열화가 급격히 진행되어, 55년에 63.2%의 고장을 나타내는 특성 수명에 도달한다. 그러나 전력용 변압기는 고장이 발생할 때까지 운전할 수 없으므로, 고장률에 근거하여 32년의 교체 수명을 설정하는 것이 바람직하다.

IV. CONCLUSION

본 연구에서는 전력용 변압기 경년열화와 관련된 DGA 가스를 도출하기 위하여, 1983년부터 누적된 110,000건의 유증가스 데이터를 분석하였다. 유증가스 분석에 사용되는 가연성 가스(H₂, C₂H₂, C₂H₄, CH₄, C₂H₆), 가연성 가스 총량(TCG), CO 및 CO₂ 가스에 대해 각 가스 별로 경년 열화에 따른 알람 발생률을 분석하였다. 이를 토대로 전력용 변압기의 자산관리를 위해, 방전, 과열 및 절연물의 경년 열화와 상관성이 높은 가스를 도출하였다. 경년 열화와 상관성이 높은 가스는 C₂H₂, C₂H₆ 및 CO₂ 가스로 나타났으며, C₂H₂ 가스는 방전에 의한 경년 열화, C₂H₆ 가스는 절연유나 절연지의 산화에 의한 경년 열화, CO₂ 가스는 절연물의 경년 열화 지표로 적용이 가능한 것으로 나타났다. 또한 전력용 변압기 운전 40년 이후에 절연지 열화가 급격히 진행되어, 55년에 수명(End-of-Life)에 도달하며, 교체 수명은 고장률에 근거하여 32년으로 설정하는 것이 바람직하다.

REFERENCES

- [1] 남창현, 박현주, 권동진 외, “유입 전력용 변압기의 점검 및 관리기술과 운영시스템 개발”, 한전최종보고서, 2008.
- [2] IEC 60599, “Mineral Oil-Filled Electrical Equipment in Service-Guidance on the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis”, 2015.
- [3] IEEE Std C57.104, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, 2008.
- [4] 電氣協同研究, 油入變壓器の保守管理, 第54卷, 第5号, 1999.
- [5] Michel Duval, “A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.18, No.3, pp.8-17, 2002.
- [6] Goto, K. et al, “Measurement of winding temperature of Power Transformers and Diagnosis of Aging Deterioration by Detection of CO and CO₂”, CIGRE 1990, Report 12-102.
- [7] Sans, J. R., Bilgin, K. M., and Kelly, J. J. “Large Scale Survey of Furanic Compounds in Operating Transformers and Implications for Estimating Service Life”, IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp.543-53, 1998.
- [8] IEEE C57.140, “Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers”, 2006.