

345[kV] 전력용 변압기 %임피던스 변화에 따른 계통영향 분석

(A Study on the Impact of the Impedance Change of 345[kV] Power Transformers on Overall System Performance)

신정훈* · 남수철 · 이재걸 · 백승묵 · 송지영 · 김태균

(Jeong-Hoon Shin · Su-Chul Nam · Jae-Gul Lee · Seung-Mook Baek · Ji-Young Song · Tae-Kyun Kim)

Abstract

This paper deals with the impact analysis of the impedance change of 345/154[kV] power transformers on the KEPCO system's overall performance. Through the steady-state and dynamic analysis of power system, the maximum available impedance of power transformers were determined. Checking violation of short-circuit current ratings and transformer overload, parallel operation of power transformers, calculation of voltage variation ratio according to the impedance changes of power transformers are included in the steady-state analysis. In addition, transient and voltage stability analysis are also performed in the study. Available magnitudes to be able to change the impedance of the transformers in KEPCO system are finally determined in the paper.

Key Words : % Impedance, Power Transformer, Short-Circuit Current, Voltage Stability Analysis

1. 서 론

계속적으로 발전하는 우리나라의 산업구조에 발맞추어 전력계통도 양적, 질적으로 많은 성장을 거듭하였다. 1960년대 초 한강 수력계를 기본으로 한, 총 발전설비용량 426,287[kW]의 소규모 방사상계통에서 현재는 1,400[MW]급 신규 원전과 765[kV] 3개 Route를 갖추고 있는 총 발전설비용량 77,661,844[kW]의 대규모 환상망 계통으로 발전하였다. 이렇게 전력계통의

발전을 통하여 산업화 초기 고질적이던 수용가의 정전은 2009년 현재 15.6분으로 크게 감소하였다. 이와 같이 양적, 질적으로 성장한 우리의 전력산업이지만, 계통구조에 기인한 여러 가지 문제가 발생하고 있어 계통 운영자들에게 어려움을 주고 있다. 이러한 문제들 중 하나가 발전단지의 대규모화와 송전망의 다중연계로 인해 발생하고 있는 고장전류 증가 문제이다. 전력계통의 고장전류가 커져서 차단기의 차단내력을 넘어서게 되면 고장전류를 안전하게 차단할 수 없게 되어 차단실패, 차단기 소손 및 인접 전력설비의 사고과급 등이 발생하게 된다. 따라서 고장전류가 커지게 되면 관련 차단기들을 커진 고장전류를 충분히 차단할 수 있는 내력이 큰 것들로 교체하거나 모선분리, 한류리액터 설치, 송전전압 격상등과 같은 방법으로

* 주저자 : 한국전력공사 전력연구원 책임연구원
Tel : 042-865-5831, Fax : 042-865-5814
E-mail : jhshin@kepri.re.kr
접수일자 : 2011년 7월 21일
1차심사 : 2011년 7월 23일
심사완료 : 2011년 8월 2일

고장전류를 차단기 차단내력 이하로 억제해야 한다.

차단기 차단내력을 크게 하는 것은 기술적, 경제적인 한계가 있으며, 기존에 설치되어 있는 차단기를 내력이 큰 것으로 교체하는 것도 교체비용 및 전력공급 지장 문제 등으로 현실적으로 거의 불가능하다. 따라서 고장전류를 차단기 차단내력 이하로 억제하는 것이 가장 좋은 방법이다[1].

2010년 현재 차단기 고장용량 초과로 인한 계통 분리개소는 345[kV] 22개소, 154[kV] 74개소로 향후 대규모 원자력, 화력단지의 추가 연계시 이러한 계통 분리개소는 더욱 늘어날 것으로 예상된다.

이에 본 논문에서는 전력계통의 고장전류를 감소시키는 방안으로 345[kV] 변압기의 %임피던스를 조정하는 방법을 선택하여 변압기 %임피던스 조정(고 임피던스화)을 통하여 얻을 수 있는 고장전류의 감소효과와 이에 따른 전력계통의 영향평가를 실시하였다 [2-3]. 우리나라 154[kV] 송전계통 고장전류의 대부분은 345[kV] 계통으로부터 345/154[kV] 변압기를 통하여 유입된다. 그러므로 이들 변압기의 임피던스를 증가시키면 하위계통인 154[kV] 송전계통의 고장전류가 효과적으로 제한된다. 현재 345/154[kV] 단상 단권변압기 %Z는 송유 풍냉식 용량 500[MVA]를 기준으로 345(고압)/154[kV](중압) 권선 간에 10[%]이다. 본 논문에서는 우리나라 계통에 설치되어 있는 345/154[kV] 전체 변압기의 %Z 변경보다는 신설 변압기의 %Z 변경에 대한 다양한 항목을 분석하여 그 영향을 평가하였다.

2. %Z 변화에 대한 계통영향 분석

변압기 %Z 변화를 통한 고장전류 저감효과를 검토할 기본계통은 제4차 전력수급기본계획을 반영한 2010~2022년 최대부하 계통을 선정하였다[4]. 선정된 계통에서 연도별로 신설되는 345/154[kV] 3권선 변압기 %Z를 10[%], 12[%], 15[%], 18[%], 20[%] 까지로 변경, 각각에 대한 모의 계통을 재구성하여 정상상태 해석 및 계통안정도 해석을 수행하고 그 영향을 평가하였다.

2.1 정상상태 해석

2.1.1 %Z 변경에 따른 154[kV] 고장전류 크기 계산

본 절에서는 345/154[kV] %Z 변경에 따른 154[kV] 측 고장전류 크기를 154[kV] 방사상 운전 고려 시와 루프운전 고려 시로 나누어 계산하고, 이때 차단기 정격을 고려하여 345[kV] 1차 측 유입전류의 크기도 변경하여 계산하였다. 표 1은 2010년 현재 우리나라 345[kV] 및 154[kV] 차단기의 차단정격별 운전현황을 나타내고 있다.

표 1. 차단기 차단정격별 운전현황(345/154[kV])
Table 1. Short-circuit capacity of circuit breakers

전압	차단기 정격	점유율(%)
345[kV]	40[kA]	69
	50[kA]	23
	63[kA]	8
154[kV]	31.5[kA]	66
	50[kA]	34

A. 154[kV] 방사상 운전 고려시

345[kV] 1차 측 최대 63[kA], 40[kA]의 등가 고장전류를 각각 가정하여 고장전류의 유입 시, %Z 변화에 따른 154[kV]측의 고장전류 크기를 계산하였다. 일반적으로 전력공급의 신뢰성을 높이기 위하여 변압기를 뱅크 군으로 묶어 병렬운전 하고 있음을 감안하여, 변압기 병렬운전 대수 별로 고장전류를 계산하였으며 그 결과는 표 2, 3과 같다. 그림 1은 등가모의 계통도이다.

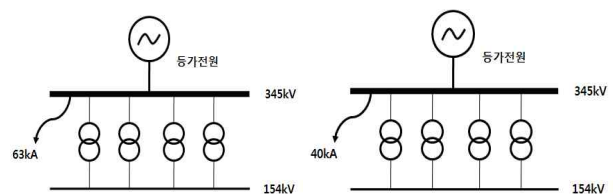


그림 1. 154[kV] 방사상 운전 고려 모의계통도 (63, 40[kA])

Fig. 1. Equivalent circuit for radial 154[kV] system

345[kV] 전력용 변압기 %임피던스 변화에 따른 계통영향 분석

표 2. 1차측 63[kA] 유입시, 154[kV]측 고장전류 크기((kA)-방사계통

Table 2. Magnitude of 154[kV] fault currents for 63[kA] of primary current

구 분	1 Bank	2 Bank	3 Bank	4 Bank
10[%]	16.5	29.6	40.2	48.9
11[%]	15.2	27.4	37.5	45.9
12[%]	14.1	25.6	35.2	43.3
13[%]	13.1	23.9	33.1	40.9
14[%]	12.2	22.5	31.3	38.8
15[%]	11.5	21.2	29.6	36.9
16[%]	10.8	20.1	28.1	35.2
17[%]	10.2	19.1	26.8	33.6
18[%]	9.7	18.1	25.6	32.1
19[%]	9.2	17.3	24.5	30.8
20[%]	8.8	16.5	23.4	29.6

표 3. 1차측 40[kA] 유입시, 154[kV]측 고장전류 크기((kA)-방사계통

Table 3. Magnitude of 154[kV] fault currents for 40[kA] of primary current

구 분	1 Bank	2 Bank	3 Bank	4 Bank
10[%]	15.5	26.4	34.5	40.8
11[%]	14.3	24.7	32.5	38.7
12[%]	13.3	23.2	30.8	36.8
13[%]	12.4	21.8	29.2	35.1
14[%]	11.6	20.6	27.7	33.5
15[%]	11.0	19.5	26.4	32.1
16[%]	10.4	18.6	25.2	30.8
17[%]	9.8	17.7	24.1	29.5
18[%]	9.3	16.9	23.2	28.4
19[%]	8.9	16.2	22.2	27.4
20[%]	8.5	15.5	21.4	26.4

표 2에서 보면 %Z를 18[%]까지 증가 시, 154[kV] 차단기 용량 31.5[kA]보다는 약간 초과 되어 있으며, 50[kA]일 경우에는 여유가 있다. 또한 2뱅크 운전 시에는 %Z 상황 조정 시에도 차단기 차단용량 이내로 모두 만족함을 알 수 있다. 345[kV] 측 최대 고장전류 40[kA] 유입 시(표 3)에도 유사한 결과를 얻을 수 있다. 예상한 바와 같이, %Z 상황 시, 공히 고장전류의

크기는 감소하였다.

B. 154[kV] 루프운전 고려 및 154[kV] T/L연계시
 실제 전력계통에서는 345/154[kV] 변압기 2차 측인 154[kV] 모선에 154[kV] 송전선로가 연계되어 있어 고장전류가 345[kV] 측 뿐만 아니라, 154[kV] 측에서도 유입된다. 이와 같이 154[kV] 송전선로를 통하여 유입되는 고장전류까지 포함하여 모의할 수 있도록 그림 2와 같이 계통을 등가적으로 구성하여 고장전류를 계산하였다.

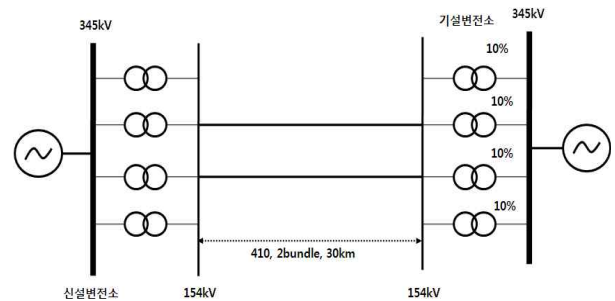


그림 2. 154[kV] 루프운전 및 T/L연계 고려 모의계통도(신설-기설변전소 연계시, 63[kA])
 Fig. 2. Equivalent circuit for looped 154[kV] system

표 4. 1차측 63[kA] 유입시, 154[kV]측 고장전류 크기((kA)-T/L연계(신설-기설변전소 연계시, 63[kA])

Table 4. Magnitude of 154[kV] fault currents for 63[kA] of primary current

구 분	1 Bank	2 Bank	3 Bank	4 Bank
10[%]	24.9	40.1	51.5	60.5
11[%]	23.6	38.0	48.9	57.6
12[%]	22.5	36.2	46.7	55.1
13[%]	21.5	34.6	44.7	52.9
14[%]	20.7	33.2	42.9	50.8
15[%]	19.9	32.0	41.3	49.0
16[%]	19.3	30.9	39.9	47.3
17[%]	18.7	29.9	38.6	45.8
18[%]	18.2	29.0	37.4	44.4
19[%]	17.7	28.2	36.3	43.2
20[%]	17.3	27.4	35.3	42.0

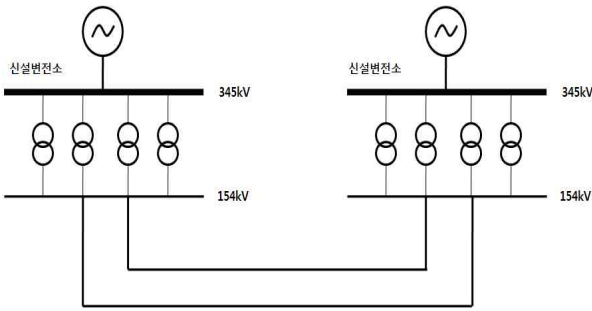


그림 3. 154[kV] 루프운전 및 T/L연계 고려 모의계통도(신설-신설변전소 연계시, 63[kA])
Fig. 3. Equivalent circuit for looped 154[kV] system

표 5. 1차측 63[kA] 유입시, 154[kV]측 고장전류 크기((kA)-T/L연계(신설-신설변전소 연계시, 63[kA])

Table 5. Magnitude of 154[kV] fault currents for 63[kA] of primary current

구 분	1 Bank	2 Bank	3 Bank	4 Bank
10[%]	24.9	40.1	51.5	60.5
11[%]	23.2	37.7	48.6	57.4
12[%]	21.8	35.6	46.1	54.7
13[%]	20.5	33.7	43.9	52.2
14[%]	19.4	32.1	41.9	50.0
15[%]	18.3	30.6	40.1	48.0
16[%]	17.4	29.2	38.5	46.1
17[%]	16.6	28.0	37.0	44.5
18[%]	15.9	26.9	35.6	42.9
19[%]	15.2	25.8	34.3	41.5
20[%]	14.6	24.9	33.2	40.1

표 4는 상대단이 기설변전소인 경우(%Z=10[%]로 고정), 345[kV]측 유입전류의 크기가 63[kA]일 때의 계산결과이다. 154[kV] 연계 루프운전 고려 시 (63[kA])에는 상대단의 고장전류 유입으로 인하여 고장전류 크기가 방사상 운전에 비하여 상대적으로 큰 값을 가진다. 4뱅크 운전조건일 때 50[kA] 기준일 경우에는 15[%] 변경 시 부터는 차단기 차단용량 이내로 만족함을 알 수 있다. 2뱅크일 경우에는 16[%] 이상일 경우 31.5[kA] 기준을 초과하지 않는다. %Z 상향조정 시, 고장전류의 크기는 공히 감소함을 알 수

있다.

그림 3과 같이 상대 단이 신설변전소일 경우(%Z를 동일하게 변경)에는 3, 4 뱅크 병렬운전 조건일 때는 차단용량 기준이 31.5[kA]인 경우 모두 초과하나, 50[kA]일 경우에는 15[%]로 변경할 경우 표 5처럼 공히 차단용량 이내로 만족함을 알 수 있다.

2.1.2 고장용량 초과개소 분석

표 6. 연도별 변압기 증설 현황

Table 6. Plans for new installation of 345/154[kV] power transformers

구 분	345변전소	Bank 수	총[MVA]
2010년 ~ 2015년	신과주3 외 24개소	51	25,500
2016년 ~ 2022년	신온수 외 3개소	7	3,500
합 계		58	29,000

표 7. 신설변압기 %Z 상향시, 차단용량 초과 변전소 수
Table 7. No. of substations with over short-circuit capacity

구분	345[kV] (40[kA] 기준)		154[kV] (31.5[kA] 기준)		154[kV] (50[kA] 기준)	
	2015년	2022년	2015년	2022년	2015년	2022년
10[%]	17	27	288	291	-	4
12[%]	17	27	271	276	-	1
15[%]	17	27	259	270	-	-
18[%]	17	26	249	262	-	-
20[%]	17	26	247	255	-	-

본 절에서는 2015년과 2022년 계통을 대상으로, 신설되는 345/154[kV] 변압기의 %Z를 상향하였을 때 345[kV] 및 154[kV] 차단기의 정격 차단용량을 초과하는 초과개소를 검토하였다. 표 6에 2022년까지 증설 예정인 변압기 현황을 나타내었다. 표에서와 같이 2015년 까지와 2016년 이후 2022년까지 증설되는 변압기 수는 각각 51개 뱅크, 7개 뱅크이다. 따라서 차단용량 초과 개소는 2015년과 2022년 계통을 대상으로만 검토하였다. 검토결과 표 7에서와 같이 345[kV]측

에서는 %Z 변경에 따라 차단용량 초과 변전소수의 감소는 없었으며, 154[kV]의 차단용량 초과수는 31.5[kA] 기준으로 최대 41개소가 감소하였다.

2.1.3 계통의 유·무효전력 손실변화

변압기 임피던스를 크게 하면 일반적으로, 권선저항에 의한 전력손실과 리액턴스에 의한 무효전력 손실이 증가하게 된다. 신설변압기를 대상으로 %Z를 10[%], 12[%], 15[%], 18[%], 20[%]로 변화시켜 각각의 계통에 대하여 손실을 계산하였다. 유효전력 손실의 경우는 표 8 에서처럼 최대 11[MW] 증가하여 그 영향은 미미하였으며, 계통의 무효전력 손실 최대 증가량은 표 9와 같이 임피던스를 20[%] 변경 시, 약 2[%]~4[%] 증가하게 된다. 발생하는 무효전력 손실에 대한 보상은 적절한 양의 조상설비 추가설치를 고려할 수 있다.

표 8. %Z 변경에 따른 계통의 유효전력 손실변화(MW)

Table 8. Active power losses according to the change of %Z

구분	2015년	2022년
10[%]	1,055.65	1,283.02
12[%]	1,056.41	1,284.10
15[%]	1,058.14	1,287.43
18[%]	1,058.27	1,290.99
20[%]	1,061.46	1,293.98

표 9. %Z 변경에 따른 계통의 무효전력 손실변화 (MVar)

Table 9. Reactive power losses according to the change of %Z

구분	2015년	10[%]대비 손실 차이	2022년	10[%]대비 손실 차이
10[%]	28,259.76	-	34,318.04	-
12[%]	28,422.72	162.96	34,573.33	255.29
15[%]	28,669.59	409.83	34,979.36	661.32
18[%]	28,823.02	563.26	35,308.42	990.38
20[%]	29,006.42	746.66	35,543.28	1,225.24

2.1.4 부하공급 불평형 영향(병렬운전) 분석

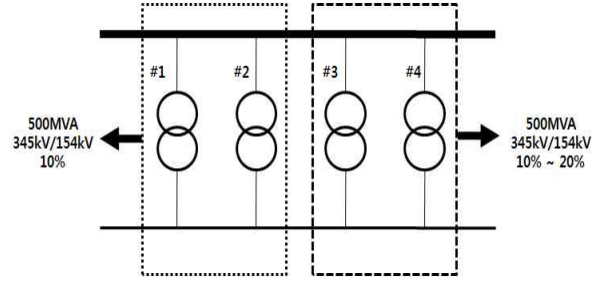


그림 4. %Z가 다른 변압기 병렬운전 검토대상 모의계통
Fig. 4. Equivalent circuit for parallel operation of power transformers with different %Zs

표 10. 동일 변전소내 변압기 병렬운전시 부하율 (모의계통)

Table 10. % loading for parallel operation of power transformers with different %Zs (sample system)

신설변압기 %Z	부하분담([MVA])	부하율([%])
10[%]	기설변압기1,2	500
	신설변압기3,4	500
12[%]	기설변압기1,2	545
	신설변압기3,4	455
15[%]	기설변압기1,2	600
	신설변압기3,4	400
18[%]	기설변압기1,2	643
	신설변압기3,4	357
20[%]	기설변압기1,2	667
	신설변압기3,4	333

고장전류 제한을 위하여 임피던스를 크게 할 경우, 기존 변압기 임피던스와 신규로 설치될 변압기 임피던스가 다르게 되어 병렬운전이 어렵게 된다. 임피던스가 다를 경우, 병렬운전 변압기에 순환전류가 흐르고 부하 분담도 적절하지 못하게 되므로 정상적인 병렬운전이 되지 않게 된다. 따라서 본 절에서는 동일변전소 내 %Z가 다른 변압기 병렬 운전 시 변압기 부하 분담률을 그림 4의 등가계통을 이용하여 표 10과 같이 먼저 계산하고, 이를 실제 우리나라 계통(2015년)에 대해서도 표 11과 같이 분석하였다. 또한 동일 변전소

내 뿐만 아니라, 루프 운전 시에도 표 12와 같이 변압기 부하율을 분석하였다.

표 10과 같이 동일 변전소내 %Z가 다른 변압기 운용 시, 임피던스 차이에 의해 변압기의 부하분담이 달라지게 되어 임피던스가 작은 변압기에 과부하가 발생할 우려가 있다. 또한 임피던스 변화에 따른 2차 측 전압상승으로 인하여 무효 순환전류가 발생하여 변압기 성능저하 및 소손의 우려가 있다. 따라서 %Z 상향 변압기의 설치는 신설변전소를 대상으로 하는 것이 바람직하다.

표 11. 동일 변전소내 변압기 병렬운전 시 부하율 (2015년 계통, 의정부 345kV 변전소)
Table 11. % loading for parallel operation of power transformers with different %Zs (2015 system)

구 분	10[%]	12[%]	15[%]	18[%]	20[%]
M.Tr #1(기설)	34.0[%]	36.9[%]	40.3[%]	43.0[%]	44.5[%]
M.Tr #3(기설)	32.3[%]	35.1[%]	38.4[%]	40.9[%]	42.3[%]
M.Tr #2(신설)	34.0[%]	30.7[%]	26.9[%]	23.9[%]	22.3[%]
M.Tr #4(신설)	35.1[%]	31.7[%]	27.7[%]	24.6[%]	22.9[%]

표 11은 2015년 계통에서 의정부 345[kV] 변전소내 기설변압기(10[%])와 신설변압기 병렬운전 시 변압기 부하율을 분석한 것이다. 표 10의 모의 등가계통에서와 같이, 실제 계통에서도 임피던스 차이로 인하여 부하분담이 달라지게 되어, 임피던스가 작은 기설변압기(10[%])의 부하율이 높아지는 것을 알 수 있다. 물론 실 계통운영 시 변압기 부하분담은 자기용량의 100[%]를 넘지 않도록 운영하고 있지만, 사고 시 등을 감안할 때 과부하 될 우려가 크다.

그림 5와 같이 기설변압기와 신설변압기가 동일 변전소 내 있지 않고 루프로 운전될 경우의 부하배분 영향은 표 12의 결과처럼, %Z가 높은 신설변압기 측의 부하율이 약간 감소하고, 기설변압기의 부하율이 10[%]정도 증가한다. 동일 변전소 내 병렬운전 결과와 유사하므로 사고 시 과부하의 우려가 있지만, 154[kV] 루프모선이 여러 모선을 거쳐 연결되어 있음을 감안하면 그 가능성은 크지 않을 것으로 판단된다.

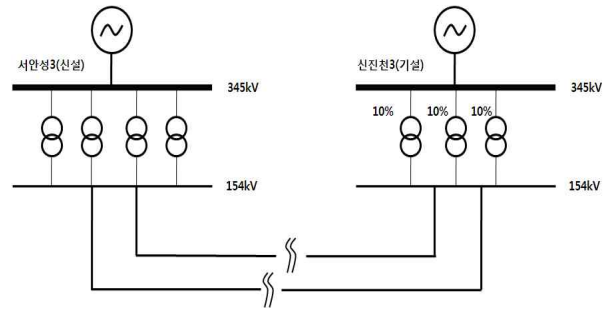


그림 5. 기설변압기와 신설변압기 루프운전 계통도
Fig. 5. System diagram connected with different %Zs

표 12. 루프 운전시 변압기 부하율 [신진천3(기설)-신안성3(신설)]
Table 12. % loading for parallel operation of power transformers with different %Zs

서안성3	10[%]	12[%]	15[%]	18[%]	20[%]
M.Tr #1(신설)	45.4[%]	44.5[%]	43.2[%]	42.2[%]	41.4[%]
M.Tr #2(신설)	45.4[%]	44.5[%]	43.2[%]	42.2[%]	41.4[%]
M.Tr #3(신설)	45.4[%]	44.5[%]	43.2[%]	42.2[%]	41.4[%]
M.Tr #4(신설)	45.4[%]	44.5[%]	43.2[%]	42.2[%]	41.4[%]
신진천3	10[%]	12[%]	15[%]	18[%]	20[%]
M.Tr #1(기설)	60.5[%]	62.5[%]	65.5[%]	68.0[%]	69.7[%]
M.Tr #2(기설)	60.7[%]	62.7[%]	65.8[%]	68.3[%]	70.0[%]
M.Tr #3(기설)	54.9[%]	56.7[%]	59.5[%]	61.7[%]	63.2[%]

2.1.5 전압변동을

변압기에 부하를 걸면 단자전압이 변화하고, 그 변화량은 변압기 임피던스인 저항 및 누설 리액턴스와 부하의 유, 무효전력 크기에 관계된다. 또한 부하전류가 흐르면 변압기 임피던스에 의한 전압강하가 발생하는데 이를 일정한 전압 허용범위 내에 들도록 하기 위해 부하 시 탭 절환기(On Load Tap Changer, OLTC)가 사용된다.

표 13은 신설변압기 3뱅크 설치 모선의 2차측(154[kV]) 전압크기를 부하대별로 계산한 결과이다. 변압기 부하가 75[%]인 경우, 변압기 %Z가 10[%]/12[%]/15[%]일 때의 전압 변동율은, 부하수준 25[%] 시 전압크기를 기준으로 각각 9.7[%]/11[%]/13.8[%]

로 계산됨을 알 수 있다. 앞서 말한 변압기 OLTC의 운전범위가 정격전압의 ±10[%](1.1~0.9 p.u.)임을 감안하면, %Z 변경은 11[%]~13[%]가 적절하다고 판단된다.

표 13. 신설 변압기 설치 모선의 2차측(154[kV]) 전압크기(p.u.)(창원 345 모선, 3 Bank)

Table 13. Secondary voltage magnitudes of the bus on which new high impedance transformers are installed (p.u.)

부하	10[%]	12[%]	15[%]	18[%]	20[%]
25[%]	1.02910	1.02740	1.02460	1.02220	1.02050
50[%]	0.96850	0.95890	0.94210	0.92660	0.91440
75[%]	0.92910	0.91290	0.88310	0.85320	0.82760
100[%]	0.87960	0.84990	0.84010	0.63690	0.56400

2.2 계통 안정도 분석

전력계통에 고 임피던스 변압기의 채용은 일반적으로 계통의 안정도를 저하시킨다. 왜냐하면 이는 대상 모선의 등가 임피던스를 증가시키며, 대상지점이 전원으로으로부터 멀어지는 것과 같은 효과를 나타내므로 전체 전력계통의 안정도가 저하될 수 있다. 따라서 본 절에서는 %Z 변경에 따른 전압안정도 측면에서의 분석과 345[kV] 모선 사고 시 계통의 과도안정도를 검토하였다.

2.2.1 전압안정도 분석

본 절에서는 변압기 %Z 상향이 계통의 전압안정도에 미치는 영향을 확인하기 위하여 신설변압기만 변경한 경우와 전체 변압기를 변경한 경우에 대해 P-V 해석을 실시하고 계통의 유효전력 여유를 분석하였다.

모의조건으로는 전체계통에서의 부하 및 발전력을 증가하고, 변압기 탭 및 Switched shunt의 영향은 배제하였다. 또한 발전기 유효전력은 제약조건으로 두지 않고 무효전력 제약만 고려하였다. 감시 대상모선은 전압안정도 측면에서 취약한 동서울 345[kV] 모선을 선정하였다.

표 14. 신설변압기만 %Z 조정 시 P-V 여유 변화량(동서울 모선)

Table 14. P-V margins for changing %Z of new transformers

신설 변압기 %Z	2015년		2022년	
	안정도 마진량 (10[%] 기준)	P-V 한계량	안정도 마진량 (10[%] 기준)	P-V 한계량
10[%]	100[%]	4,960[MW]	100[%]	4,000[MW]
12[%]	96.4[%]	4,780[MW]	95.5[%]	3,820[MW]
15[%]	90.7[%]	4,500[MW]	88.0[%]	3,520[MW]
18[%]	88.3[%]	4,380[MW]	81.5[%]	3,260[MW]
20[%]	83.1[%]	4,120[MW]	76.5[%]	3,060[MW]

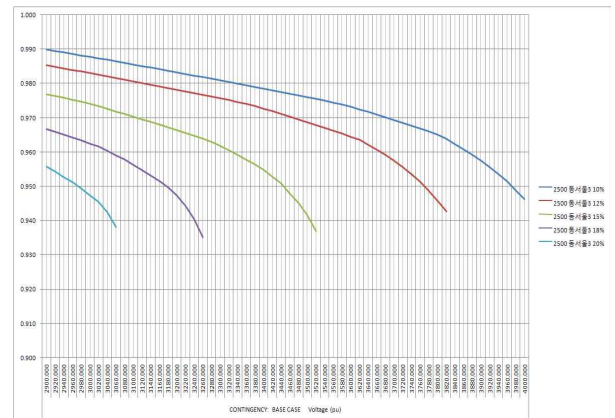


그림 6. P-V 곡선(신설변압기만 %Z 조정시, 2022년계통)

Fig. 6. P-V Curves for changing %Z of new transformers

%Z 변경에 대한 전압안정도 검토결과, 표 14에서처럼 신설변압기의 %Z만 변경 시에는 최대 24[%](2022년)의 여유가 감소하지만, 여전히 3,060[MW]의 유효전력을 확보할 수 있다. 그러나 점차적으로 계통의 모든 변압기가 교체되어 전체 변압기의 %Z가 조정될 경우를 가정하면 표 15와 같이 15[%] 조정 시 약 50[%]의 유효전력 여유가 감소하고, 19[%]조정시에는 97[%]까지 감소하여 전압안정도 측면에서 계통 안정도 여유가 크게 감소한다. 그림 6과 그림 7은 한전 전력연구원이 개발한 계통해석 패키지 국산화 개발품(KW-PSS Ver 2.0)의 전압안정도 해석 모듈[5]을 이

용하여 P-V 곡선을 얻은 결과인데, %Z가 커짐에 따라 전압안정도 여유가 점차 감소함을 직관적으로 알 수 있다.

물론 본 절에서의 전압안정도 검토는 상정사고를 전혀 고려하지 않았으므로, 상정사고 고려시의 안정도 여유는 더욱 크게 감소할 것으로 예상된다.

따라서 변압기 %Z를 상향하고자 할 경우 신설 변전소 위주로 적정한 안정도여유를 확보할 수 있도록 하는 %Z 변경치를 설정하고, 설비계획시마다 상정사고를 고려한 전압안정도 여유 상세검토를 통하여 점진적으로 계통에 적용할 것을 권장한다.

표 15. 신설변압기만 %Z 조정시 P-V 여유 변화량(동서울 모선)

Table 15. P-V margins for changing %Z of new transformers

신설 변압기 %Z	2015년		2022년	
	안정도 마진량 (10[%] 기준)	P-V 한계량	안정도 마진량 (10[%] 기준)	P-V 한계량
10[%]	100[%]	4,960[MW]	100[%]	4,000[MW]
12[%]	83.1[%]	4,120[MW]	78.0[%]	3,120[MW]
15[%]	58.1[%]	2,880[MW]	45.0[%]	1,800[MW]
18[%]	35.5[%]	1,760[MW]	13.5[%]	540[MW]
20[%]	20.2[%]	1,000[MW]	3.0[%]	120[MW]

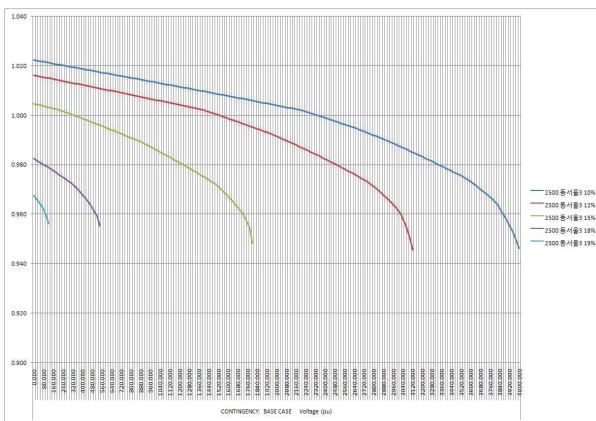


그림 7. P-V 곡선(전체 변압기 %Z 조정 시, 2022년 계통)

Fig. 7. P-V Curves for changing %Z of all transformers

2.2.2 과도안정도 분석

본 절에서는 전압안정도 해석과 마찬가지로 변압기 %Z 상향이 계통의 과도안정도에 미치는 영향을 확인하기 위하여 신설변압기만 변경한 경우와 전체 변압기를 변경한 경우에 대하여 345[kV] 모선에 3상 단락사고를 인가하고 0.1초(6 Cycle) 후 사고를 제거하여 감시대상 모선의 모선전압 및 계통 주파수를 분석하였다. 대상 모선으로는 당진 TP3, 여수 TP3 등 발전기 인근 모선과 신파주3, 동서울 #2, 창원3 등 신설 변

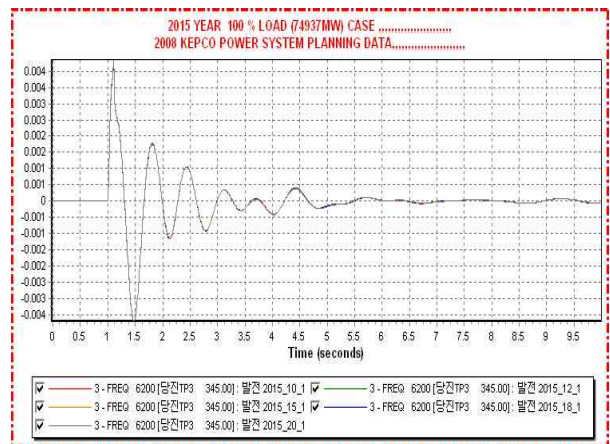


그림 8. 당진T/P 3 모선의 주파수 변동(신설 변압기만 변경)

Fig. 8. Frequency deviations for changing %Z of new transformers(Danjin T/P3 S/S)

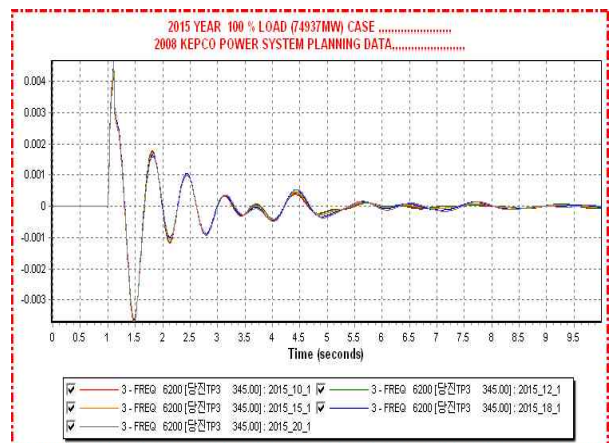


그림 9. 당진T/P 3 모선의 주파수 변동(모든 변압기 변경)

Fig. 9. Frequency deviations for changing %Z of all transformers (Danjin T/P3 S/S)

압기 설치모션을 감시 대상모션으로 선정하였다. 분석결과, 그림 8~그림 11과 같이 대상계통 모두 %Z 변경(10[%]~20[%])에 대한 모션전압 및 주파수 편차가 거의 없음을 확인함으로써, 변압기 %Z의 상향이 과도 안정도 측면에 미치는 영향은 미미한 것으로 판단된다.

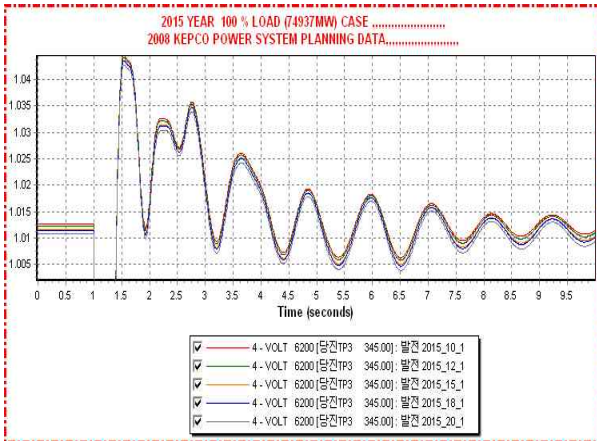


그림 10. 당진T/P 3 모션의 전압 변동(신설 변압기만 변경)

Fig. 10. Voltage deviations for changing %Z of new transformers (Danjin T/P3 S/S)

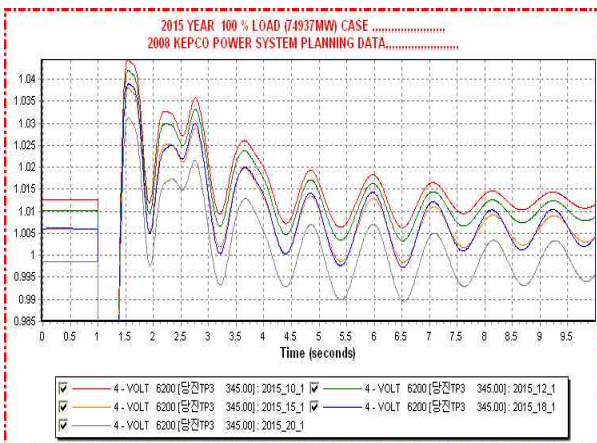


그림 11. 당진T/P 3 모션의 전압 변동(모든 변압기 변경)

Fig. 11. Voltage deviations for changing %Z of all transformers (Danjin T/P3 S/S)

3. 결 론

본 논문에서는 고장전류 저감 대책중 하나인

345[kV] 변압기 %Z 증가에 따른 계통영향을 분석하였다. 분석결과, 예상한 바와 같이 %Z의 증가에 따라 2차 측 고장전류는 감소하고 이에 따라 차단기 용량 초과 개소도 일부 감소하였지만 그 과급효과가 크지 않은 것을 확인하였다. 반면, %Z의 증가로 특히, 무효 전력 손실이 증가하여 전압안정도 측면에서 역효과가 있는 것으로 확인되었다. 따라서 비록 그 효과가 크지 않지만 고장전류 저감을 위하여 %Z 상향조정 변압기를 적용하고자 한다면 표 16과 같이 11~13[%] 정도로 상향 조정된 변압기의 적용이 타당하다고 판단되며 표에 나타낸 전제조건을 항상 고려해야만 한다. 단, 본문에서는 %Z 변경을 위한 변압기 제작 및 추가설비 소요 등에 대한 비용 등의 경제성 평가와 관련된 내용은 일체 고려하지 않았다.

표 16. 변압기 %Z 상향에 따른 계통영향 분석 결과요약

Table 16. Summary of the impact analysis of %Z change of power transformers on the system performance

검토항목	%Z										전제조건	
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
고장전류 크기												%Z에 비례하여 감소
차단용량초과												
무효전력손실												무효전력 보상설비 추가설치
변압기 과부하개소												
부하공급 불평형												신설변전소에만 적용
전압변동율												
안정도	과도안정도											
	전압안정도											설비설치 계획시 상정사고를 고려한 전압안정도 평가 상세검토 필요 점진적인 적용필요

References

- [1] 한국전력공사 전원계획처, “계통특성 개선설비 설치 타당성 검토보고서”, 한국전력공사, 1995.
- [2] 신정훈, 이재결, 남수철, “345[kV] 변압기 %Z 상향에 따른 계통영향 검토서”, 한국전력공사, 2009.8.
- [3] 김준한, 이강완 “고장전류 증대와 대응 방안(하)”, 전기저널, Vol.257, 24-31, 1998.
- [4] 남수철, 신정훈외, “345[kV] 3권선변압기 %Z증가에 따른 계통영향 검토”, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, 2010.7.
- [5] 신정훈, 남수철, 이재결, 외 “전력계통 안전도 평가 패키지 국산화 개발”, 최종보고서, 2011.6.
- [6] Carson W. Taylor, “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill Inc. 1994.

◇ 저자소개 ◇



신정훈(申政勳)

1969년 1월 6일생. 1993년 경북대학교 전기공학과 졸업. 1995년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2006년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1995년 한국전력공사 입사. 2002~2010년 한국전력공사 전력연구원 선임연구원. 2010년~현재 한국전력공사 전력연구원 책임연구원.



남수철(南守喆)

1978년 7월 18일생. 2001년 고려대학교 전기전자전과공학부 졸업. 2006년 고려대학교 전기공학과 졸업(석사). 2006년 한국전력공사 입사. 2006년~현재 한국전력공사 전력연구원 선임보연구원.



이재결(李宰杰)

1976년 8월 19일생. 2002년 인천대학교 전기공학과 졸업. 2004년 인천대학교 전기공학과 졸업(석사). 2004년 한국 전력공사 입사. 2007~2010년 한국전력공사 전력연구원 일반연구원. 2010년~현재 한국전력공사 전력연구원 선임연구원.



백승묵(白承默)

1979년 6월 6일생. 2006년 연세대학교 기계전자공학부 졸업. 2007년 연세대학교 전기전자공학과 졸업(석사). 2010년 연세대학교 전기전자공학과 졸업(박사). 2009년 한국전력공사 입사. 현재 한국전력공사 전력연구원 일반연구원.



송지영(宋智永)

1983년 7월 23일생. 2008년 한양대학교 전자전기컴퓨터공학부 졸업. 2010년 고려대학교 전자전기공학과 졸업(석사). 2010년 한국전력공사 입사. 현재 한국전력공사 전력연구원 일반연구원.



김태균(金泰均)

1964년 11월 28일생. 1986년 한양대학교 전기공학과 졸업. 1989년 한양대학교 전기공학과 졸업(석사). 1993년 한양대학교 전기공학과 졸업(박사). 1996년 한국전력공사 입사. 1996년~현재 한국전력공사 전력연구원 책임연구원.