レジン絶縁発電機巻線のコイル破壊試験

坂井 幸円[*1]

１．はじめに

これまでコンパウンド絶縁方式の発電機コイルは，多くの絶縁破壊試験データ結果を基に取替が計画されてきたが，現在ではそのほとんどが更新されている。一方，レジン絶縁方式は，1960 年代頃から現在に至るまで製作されているが，絶縁破壊試験データの蓄積量が少なく，加速度試験データを付加した電中研報告 W95517(4)の劣化判定指標が提示されているものの，特に経年を経た破壊試験データが不足している。このため，これらのデータを収集して劣化判定指標を評価し，取替計画に反映していく必要がある。

本研究では，レジン絶縁方式の発電機コイルについて 7 年間で 7 台の発電機データを収集し，電中研報告(4)および NY マップ法等の妥当性の検証を中心に検討を行った。

２．試験概要

(1)供試発電機

供試発電機 7 台の概略を第 1 表に示す。経年 27 年から 49 年のレジン絶縁方式である。

第 1 表　供試発電機

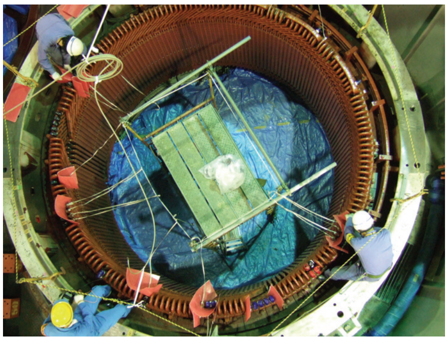
供試発電機	定格電圧 (kV)	絶縁処理材	巻線製造年	経年
庵谷	13.2	エポキシ	1975 年	27 年
中村 1 号	3.3	エポキシ	1972 年	30 年
伊折 1 号	6.6	エポキシ	1975 年	31 年
小俣	11.0	エポキシ	1960 年	46 年
新中地山 1 号	11.0	ポリエステル	1958 年	49 年
小俣ダム	3.3	エポキシ	1960 年	48 年
神通川第二 1 号	11.0	エポキシ	1961 年	47 年

(2)絶縁診断試験

絶縁破壊試験結果と比較検討するため，絶縁破壊試験前に，絶縁診断試験を行い，交流電流試験・誘電正接試験・部分放電試験結果から残存絶縁耐力推定を行った。なお，至近に測定結果がある場合は，試験を省略した。

(3)スロット内コイル絶縁破壊試験

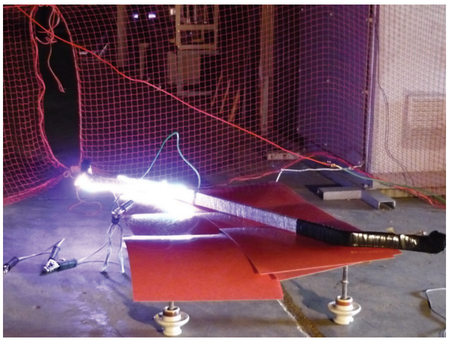
固定子コイルをスロット内に挿入した状態（コイルが組み込まれたままの状態）で絶縁破壊試験を行った。（第 1 図）なお，容量が大きい発電機については，試験装置の容量の都合から，スロット内コイル絶縁破壊試験を実施しなかった。



第 1 図　スロット内破壊試験状況（準備作業）

(4)単体コイル絶縁破壊試験

コイル単体としての絶縁耐力の評価および絶縁破壊箇所の正確な特定を行うため，撤去発電機からコイルを抜き取り，単体コイル絶縁破壊試験を行った。（第 2 図，第 3 図）



第 2 図　単体コイル絶縁破壊状況（破壊様相）

第 3 図　単体コイル絶縁破壊状況（破壊部位様相）

*1 土木部 水力室 水力電気チーム

３．絶縁破壊電圧測定結果（第２表）

(1)庵谷発電所

すべて沿面放電であったが，運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

(2)中村発電所１号機

約半数が沿面放電であったが，絶縁耐力が使用電圧を下回っており，劣化が進んでいることを確認した。

(3)伊折発電所１号機

破壊の様相は, エンド部破壊と沿面放電であり, スロット内破壊はなかった。また，コイル単体試験では，コイルエンド部（曲部）での絶縁破壊が多かったが, 運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

(4)小俣発電所

沿面放電が多く, スロット内破壊はなかったが, 運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

(5)新中地山発電所１号機

破壊の様相は，すべてスロット内部に位置する部位であり, 運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

(6)小俣ダム発電所

すべてスロット内に位置する部分で破壊しており, 運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

(7)神通川第二発電所１号機

スロット内に位置する部分で 8 本，コイルエンド部で 4 本破壊しており，このうち破壊電圧の最低値はエンド部であったが，運転に必要な絶縁耐力 2E＋1kV 以上を有していることを確認した。

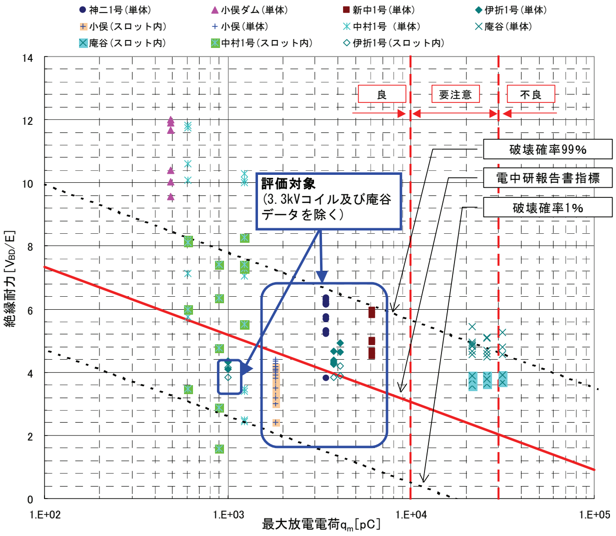
第２表　コイル破壊試験結果

供試発電機	方法	サンプル	X 平均破壊電圧 (kV)	3σ法 最低破壊電圧 (kV)
庵谷	スロット	18	49.66	46.02
	単体	15	64.07	54.20
中村１号	スロット	13	19.62	0.38
	単体	14	25.07	-5.83
伊折１号	スロット	6	26.56	23.05
	単体	9	29.32	24.5
小俣	スロット	18	39.14	25.0
	単体	9	45.75	40.8
新中地山１号	単体	9	59.90	40.2
小俣ダム	単体	6	36.07	26.52
神通川第二１号	単体	12	62.7	39.66

４．絶縁破壊電圧と絶縁診断に関する検討

(1)絶縁耐力-最大放電電荷の関係

第４図は破壊試験により得られた絶縁耐力と絶縁診断測定における最大放電電荷 q_m の関係を示したものである。指標は電中研報告[(4)]のものを用いている。



第４図　絶縁耐力と最大放電電荷の関係

本研究で得られたデータは定格電圧 3.3kV のコイル及び沿面放電が発生した庵谷発電所のデータを除けば，電中研報告[(4)]の内容とほぼ一致しており，電中研報告[(4)]で提案されている判定基準（第 3 表）が有効であることを確認できた。なお，最大放電電荷について, 11kV 以上の発電機については q_{m1}（E/√3），6.6kV 以下の発電機は q_{m2}（1.25E/√3）を使用した。

第３表　レジン絶縁コイルの絶縁劣化判定

判定項目	W95517 提案 レジン絶縁 ≧6.6kV 発電機		W88046（参考） レジン絶縁 ≧11kV 発電機	
qm（pC） atE/√3※	≧10,000	要注意	≧10,000	要注意
	≧30,000	不良	≧30,000	不良

(2)余寿命推定方法の評価

発電機固定子コイルにおける余寿命推定法として一般的に使用される正規分布解析（3σ法）とNYマップにて残存破壊電圧を算出し，6.6kV以上の発電機について各推定法の比較を行った。使用した余寿命推定法の概要を第4表に示す。

第4表　発電機固定子における余寿命推定法

余寿命推定法	概要
正規分布解析	実測値のばらつきを考慮し 3σ法より求める
NYマップ	運転時間と起動停止回数より求める

正規分布解析の結果は第2表中に記載した。また正規分布解析データをNYマップと比較するために残存破壊電圧の初期値が必要であるため，初期破壊電圧（第5表）を電中研報告(4)より引用した。

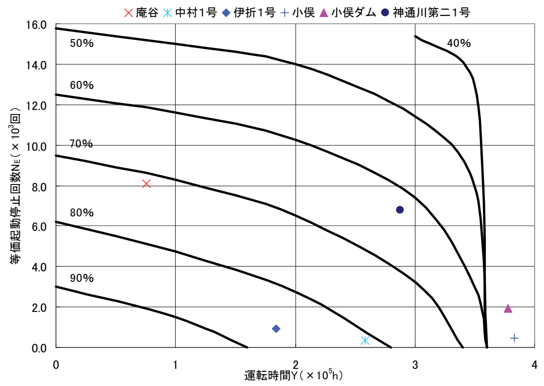
第5表　レジン絶縁コイル初期破壊電圧

E（kV）	V_0（kV）
6.6（6.9）	60
11	80
13.2	87
16.5	100

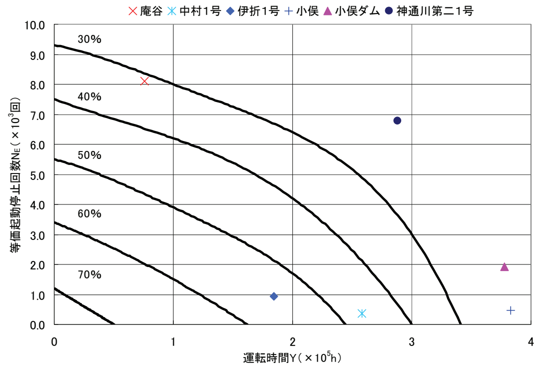
NYマップに供試発電機のデータをプロットしたものが第5図，第6図であり，NYマップは電気学会技術報告第502号(3)より引用した。

NYマップによる推定にあたり，等価起動停止回数を算出するために必要な運転履歴（負荷変動回数，VAR変動回数等）が把握できなかったため，起動停止回数を等価起動停止回数としてプロットした。また運転履歴については至近年の運転時間，起動停止回数から推定した。

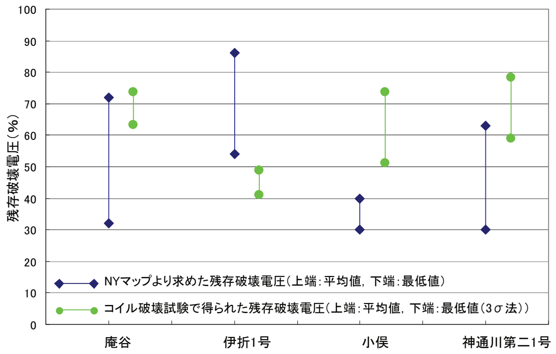
正規分布解析とNYマップより求めた残存破壊電圧の比較を第7図に示す。各発電機の上端の点は平均値，下端の点は最低値である。各推定法によるデータを比較した結果，正規分布解析とNYマップにより求めた残存破壊電圧では大きく開きがあった。NYマップでは運転時間が長ければ寿命が短くなるが，絶縁の劣化には様々な要因が複合するため，運転履歴のみから残存破壊電圧を推定することは容易ではなく，余寿命推定法の比較からは重要な知見を見出すことはできなかった。



第5図　エポキシ絶縁コイル残存破壊電圧
（NYマップ平均値）



第6図　エポキシ絶縁コイル残存破壊電圧
（NYマップ最低値）

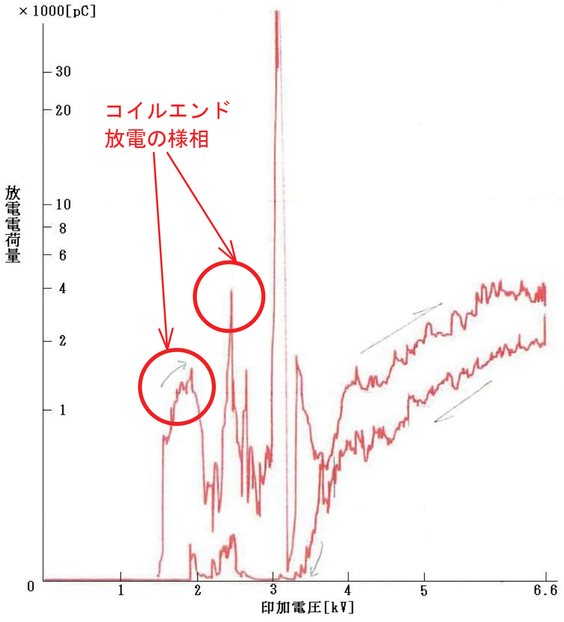


第7図　正規分布解析とNYマップ比較
（6.6kV以上の発電機）

５．絶縁診断結果との比較

コイルエンド（曲部）放電は比較的低い電圧で突発的な放電が発生し，E/√3 程度からは電圧上昇に伴って,安定した放電となる傾向にある。（第8 図）その兆候は絶縁診断試験にて確認することができるが，この場合，当社ではコイルエンドの絶縁修理を行い，機能維持を図っている。

伊折発電所の場合，あらかじめ実施した絶縁診断試験において，コイルエンド放電の様相を確認していたが（第 9 図），破壊試験でもコイルエンド部での破壊が多く観察され，絶縁診断試験結果に基づく同部位補修の有効性を確認できた。なお，神通川第二発電所 1 号，新中地山発電所 1 号のデータにおいてもコイルエンド部での破壊電圧はスロット内での破壊電圧より低いことが確認された。



第 9 図　伊折発電所 絶縁診断結果（U 相）

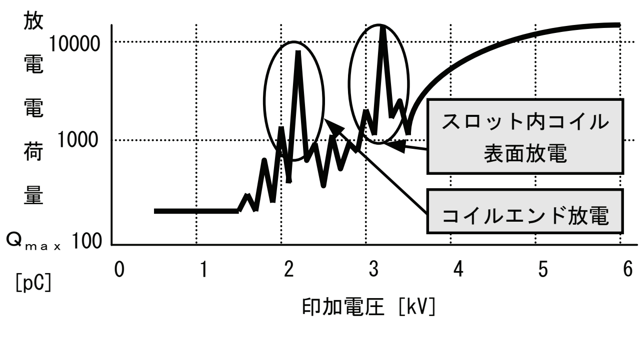
６．成果

本研究で取得したデータより以下の成果が得られた。

(1) 6.6kV 以上のコイルで得られたデータは，電中研報告[(4)]の劣化判定指標とほぼ一致することが確認できた。

(2) 事前に実施した絶縁診断の結果と破壊の様相の比較結果から，絶縁診断試験結果に基づくエンド部補修による延命対策の有効性を確認した。

(3) レジン絶縁の 3.3kV コイル（小俣ダム，中村 1 号）については電中研報告[(4)]でも対象とされていないが， 3.3kV コイルは単体で絶縁耐力が比較的高い傾向にあり，電中研報告[(4)]の劣化判定指標の適用には注意を要することが判明した。



第 8 図　外部放電発生時の Q_{max} ─V 特性の例(6.6kV)

７．まとめ

(1)今後の判断基準および本研究について

平成 14 年以降, 本研究で蓄積したデータおよび他文献の考察により，当社の判定基準として採用している電中研報告[(4)]の劣化判定指標が適正であることを確認した。

(2)発電機取替基準への反映について

現在の発電機の取替は，経年 45 から 50 年を目安にしているが，発電機コイル破壊試験により，おおむね運転に必要な絶縁耐力を有していることを確認できたことから，電中研報告[(4)]の劣化判定指標を用いて個別に判断し，取替計画の精度を向上していく。

参考文献

(1) 電力中央研究所：「発電機巻線劣化判定基準」，技術研究所報告，67001(1967)
(2) 池田易行・深川裕正：「合成レジン絶縁発電機巻線の絶縁劣化判定法」，電力中央研究所報告，W88046(1986)
(3) 電気学会：「電力設備の絶縁余寿命推定法」，電気学会技術報告，第 502 号 (1994)
(4) 池田易行・金神雅樹：「水車発電機コイルの劣化予知と寿命予測の調査研究－絶縁劣化判定基準および絶縁寿命推定法の検討」，電力中央研究所報告，W95517(1996)