

超電導ケーブル導入時における系統事故の
影響と対応に関する研究

増田 孝人

目次

超超電導ケーブル導入時における系統事故の影響と対応に関する研究

Research on the impacts of grid accidents for superconducting cables and their countermeasures

第1章 序論	1
1.1 高温超電導 BSCCO 線材の開発状況	1
1.2 超電導ケーブルの開発状況	4
1.2.1 超電導ケーブルのメリット	4
1.2.2 世界の超電導ケーブルの開発状況	7
1.3 超電導ケーブルの実系統運転	9
1.3.1 横浜プロジェクトシステム構成	9
1.3.2 実系統運転結果	9
1.4 超電導ケーブルの実用化の課題	11
第1章の参考文献	14
第2章 超電導ケーブルの構造とその設計	16
2.1 超電導ケーブル構造の概要	16
2.1.1 単心型ケーブル	16
2.1.2 三心一括型ケーブル	17
2.1.3 三相同軸型ケーブル	17
2.2 電流設計	18
2.2.1 各層の電流均流化	18
2.2.2 横浜プロジェクトの設計	21
2.3 電気絶縁設計	23
2.3.1 PPLP の特性	23
2.3.2 試験電圧	24
2.3.3 絶縁設計	25
2.4 まとめ	26
第2章の参考文献	27

第3章 短絡事故時における影響検討	29
3.1 実システムにおける短絡事故	29
3.2 短絡電流対策と超電導ケーブル設計	32
3.2.1 短絡電流迂回構造	33
3.2.2 短絡電流通電直後の定格電圧課電試験	37
3.3 40m 超電導ケーブルでの短絡電流影響検証	39
3.3.1 40m 超電導ケーブル試験システム	39
3.3.2 短絡電流通過後の温度、圧力変化	42
3.3.3 試験結果の解析	47
3.4 長尺超電導ケーブルへの影響検討	50
3.4.1 計算モデルと計算条件	50
3.4.2 31.5kA/2sec 時の温度、圧力上昇	51
3.4.3 10kA/2sec 時の温度、圧力上昇	52
3.5 まとめ	55
第3章の参考文献	56
第4章 地絡事故時における影響検討	57
4.1 実システムにおける地絡事故	57
4.2 断熱管保護方法の検討	59
4.2.1 保護層材料の検討	59
4.2.2 ケーブルコア形状での影響検討	62
4.2.3 試験結果の考察	64
4.2.4 保護層材料の再検討	67
4.2.5 アラミド繊維と紙を保護層にした縦添えシート試験	68
4.2.6 断熱管貫通有無の地絡条件	69
4.3 液体窒素漏洩時の影響検討	70
4.3.1 小型マンホールを用いた試験と解析	70
4.3.2 1/4 モデルマンホールを用いた液体窒素漏洩試験	74
4.4 まとめ	78
第4章の参考文献	79

第5章 事故時の対応方法の提案	80
5.1 短絡事故時の対応	80
5.1.1 最大圧力の軽減方法	80
5.1.2 即時再送電可能な条件の検討	81
5.2 地絡事故時の対応	83
5.2.1 実規模マンホールでのシミュレーション	83
5.2.2 液体窒素が漏洩しない場合の挙動解析	85
5.3 まとめ	87
第5章の参考文献	88
第6章 総括	89
6.1 本研究の意義	89
6.2 本研究の成果のまとめ	89
6.3 超電導ケーブル実用化へ残された課題	92
付録 長尺超電導ケーブルのシミュレーション手法	94
謝辞	100
本研究に関して発表した論文	101

第1章 序論

超電導現象は、1911年カーマリン・オンネスによって発見され、極低温に物体を冷却すると電気抵抗がゼロになる現象である。また、超電導体は、超電導体内部の磁場を排除して内部磁場をゼロにするマイスナー効果の特性を有している。

1950～60年代にかけて、NbTi、Nb₃Snなどの金属系超電導体による超電導線材が開発され、MRI、NMRなどのマグネットや、核融合・加速器などの大型マグネットに利用されてきた。これらの超電導体の臨界温度は非常に低く、液体ヘリウム(沸点-269℃)が冷媒として用いられていた。

1980年代後半に発見された高温超電導体は、超電導となる臨界温度が液体窒素の沸点である-196℃を越えるため、従来の超電導材料と比べて、冷却コストを大幅に低減することができるかと期待されている。尚、高温超電導体の名称はそれまでの超電導体と比べて臨界温度が相対的に高いことに由来している。

高温超電導体は、これまで、ランタン系を始めとし、イットリウム(YBCO)系、ビスマス(BSCCO)系、水銀系などの酸化物に多く発見されている。また、最近では、臨界温度は液体窒素温度よりも低い、MgB₂、FeAsなどの金属化合物も発見されている。その中で、住友電工では、BSCCO線材の開発に注力し、現在では、77Kでの臨界電流値(I_c)が200Aを超える線材が市販されている。

本章では、1.1節で研究対象である超電導ケーブルに用いたBSCCO線材の開発状況を説明した後、1.2節で超電導ケーブルの適用のメリットや世界の開発例、1.3節で横浜プロジェクトにおける超電導ケーブル実系統運転の成果を記述する。さらに1.4節で、実用化までの課題の一つとして、超電導ケーブルの事故時挙動把握と対策をあげ、本論文のテーマとして選んだ理由や重要性について記述する。

1.1 高温超電導 BSCCO 線材の開発状況

BSCCO線材は、粉末を金属(銀)パイプに充填して複合加工することにより、容易に長尺線材に加工することが可能であり、その線材化が他の高温超電導体に先行して進み市販されている。図1.1-1に、住友電工が開発したBSCCO線材の外観と断面の一例を示す⁽¹⁾。断面写真から判るように多数の超電導フィラメントが銀合金に包まれている構造である。これにより、元来硬くて曲げられないセラミック材料であるビスマス系超電導体に可とう性を持たせることができています。

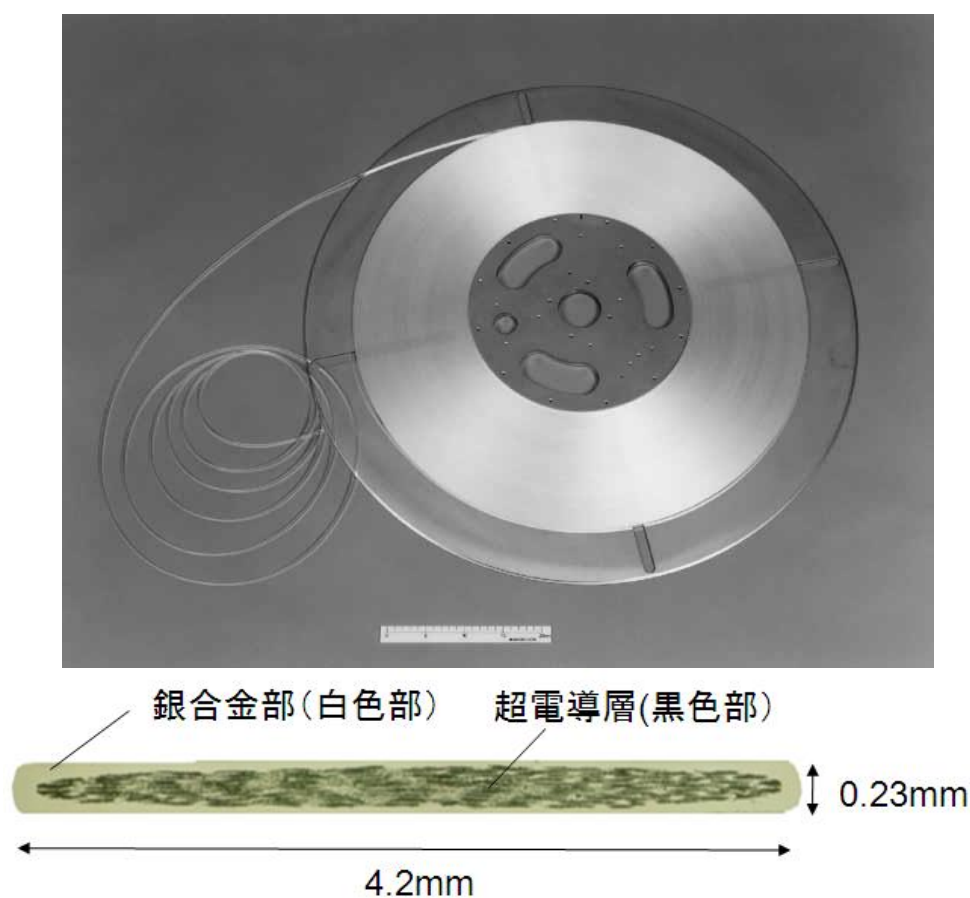


図 1.1-1 BSCCO 線材とその断面⁽¹⁾

この BSCCO 線材の液体窒素温度 (77K) での臨界電流値 (I_c) の向上を示したものを図 1.1-2 に示す⁽²⁾。特に 2003 年頃において、加圧焼結法⁽¹⁾が導入され飛躍的に I_c が向上しており、77K の I_c が 200A を超える線材が市販されるようになった。尚、最近では量産性の向上に向けた取り組みも行われている。

これらの線材が超電導マグネットや超電導ケーブルに使われる場合は、大きな電磁力に耐えるための機械強度や、ケーブル製造時や布設時に必要な曲げ特性が線材に要求される。これらの機械特性を向上させるために、超電導線を補強材でサンドイッチする構造が開発された。図 1.1-3 は、BSCCO 線材に 20 μ m のステンレステープ (Type HT-SS) あるいは 50 μ m の銅合金 (Type HT-CA) を用いて補強した超電導線材の引張強度を示したものである⁽²⁾。液体窒素中で線材に引張応力を与えながら I_c を測定したもので、図中の数値は 95% の I_c を維持する応力、歪みを示している。補強を行わない線材 (Type H) と比べて、機械特性が向上していることが判る。

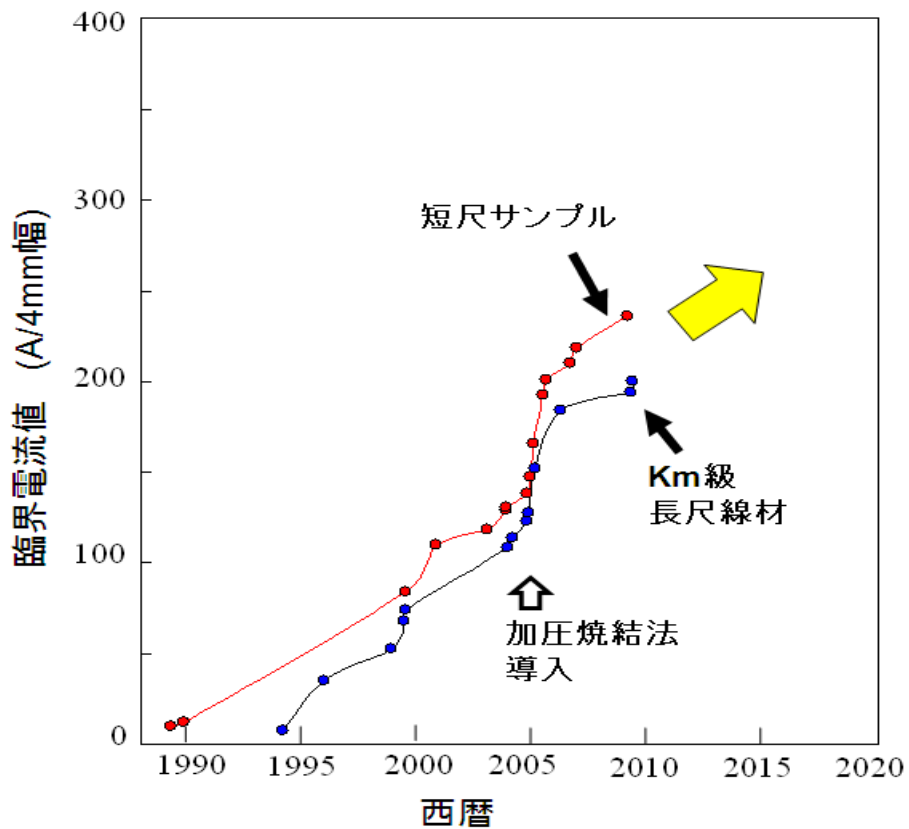


図 1.1-2 BSCCO 線材の臨界電流値(Ic)の変遷⁽²⁾

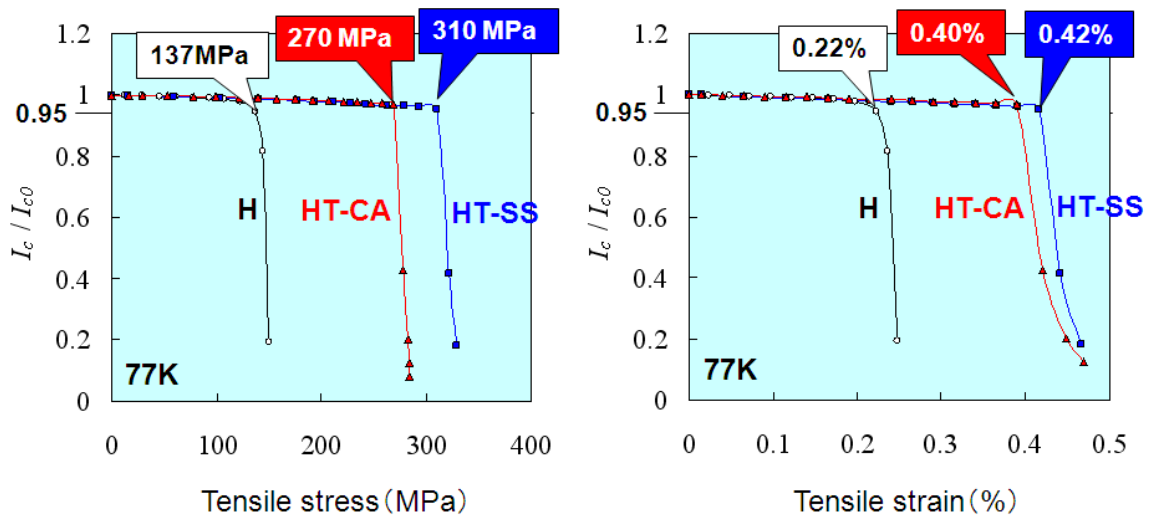


図 1.1-3 BSCCO 線材の引張機械特性⁽²⁾

1.2 超電導ケーブルの開発状況

1.2.1 超電導ケーブルのメリット

1.1 節で紹介した BSCCO 線材を適用している応用の一つに、超電導ケーブルがある。超電導ケーブルは、電流が通過する導体部分に超電導体を用いることで、高い電流密度で電流を流すことができるため、コンパクトな形状で大電流を送電することができ、その実用化が望まれてきた。

図 1.2.1-1 は、東京電力と住友電工で開発した 66kV 級三心一括型の超電導ケーブル⁽³⁾である。この超電導ケーブルの導入ケースとして、東京電力管内にある 275kV の地中ケーブルで構成される「都内導入系統」への適用を検討した。

電力需要の増加に伴い遠方大規模電源を増強する際には、それに合わせて 275kV 系の都内導入系統も拡充する事になっている。これを既存の 275kV ケーブルで構築しようとする、新たに洞道（内径 2.1m）の建設が必要である。しかしながら、特に都内においては地下空間に他の公共インフラ等が集中しており、新たな洞道を建設することが非常に困難になっている。これに対して超電導ケーブル技術を適用すると、既存 275kV CV ケーブルと同容量の電力を内径 150mm の既設管路に収容可能な 66kV 超電導ケーブルで構築可能である。図 1.2.1-2 に既存の 275kV CV ケーブルを用いた場合の系統構成例と、66kV 超電導ケーブルを用いた場合の系統構成例、および両者のサイズ比較を示す⁽⁴⁾。また、それらの諸元を表 1.2.1-1 に示す。図からわかるとおり、超電導ケーブルを適用することで洞道新設が不要となり、また既設管路の有効活用も可能なため、建設コストを大幅に低減できる。また超電導ケーブルは非常に低損失であるため冷却に必要な電力を考慮しても、送電ロスを半分程度まで低減でき、CO₂ 削減が可能となる。

図 1.2.1-3、図 1.2.1-4 は、上記での適用例において、常電導ケーブル（275kV）と超電導ケーブル（66kV）を適用した場合の建設コストと送電損失の比較を示したものである。コストを算出するうえで使用した主な部材のコストを表 1.2.1-2 に示す。超電導ケーブルの場合は、現状（2020 年）での値と、低コスト化が進んだ場合に予想されるコストを想定して計算を行ったものである。

図 1.2.1-3 の建設コストの値は、CV ケーブルケースを 1 とした場合の超電導ケーブルケースを相対値で表した。計算結果では、現状では超電導ケーブル、冷却システムのコストが大きく、土木費低減のメリットを打ち消しほぼ同レベルとなるが、線材、冷却システムのコストが半減化すれば、建設コストを 60%に低減できるものと考えられる。

また、図 1.2.1-4 の送電損失の計算条件を表 1.2.1-3 に示す。計算は横浜プロジェクトでの超電導ケーブル実証運転から得られたデータを用いるケースと、将来の性能向上を用いたケースで比較した。尚、超電導ケーブルの損失の内訳は冷凍機の COP

(性能係数：77K の発熱 1W を冷却するのに必要な電気動力の逆数) を考慮した値になっている。また、比較のための CV ケーブルの損失は 100W/m としている。実証ケーブルのデータでは、CV ケーブルの 2.5 倍程度であるが、将来値では、超電導ケーブルの送電損失は CV ケーブルの約 60% に低減できることが判る。さらなる損失低下、冷凍機効率の向上により、超電導ケーブルのメリットがさらに大きくなると期待される。

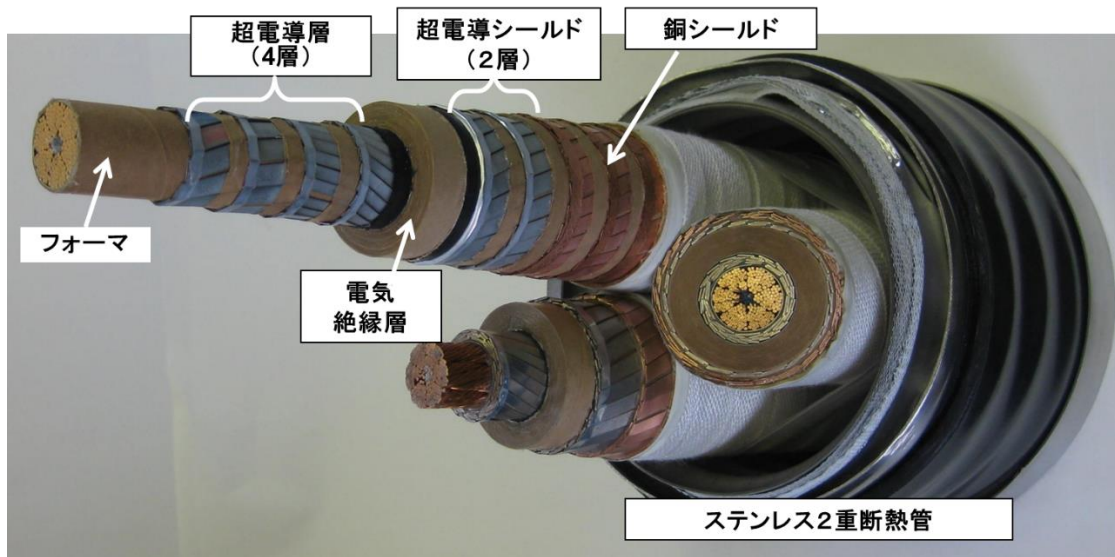


図 1.2.1-1 66kV 級三心一括型超電導ケーブル⁽³⁾

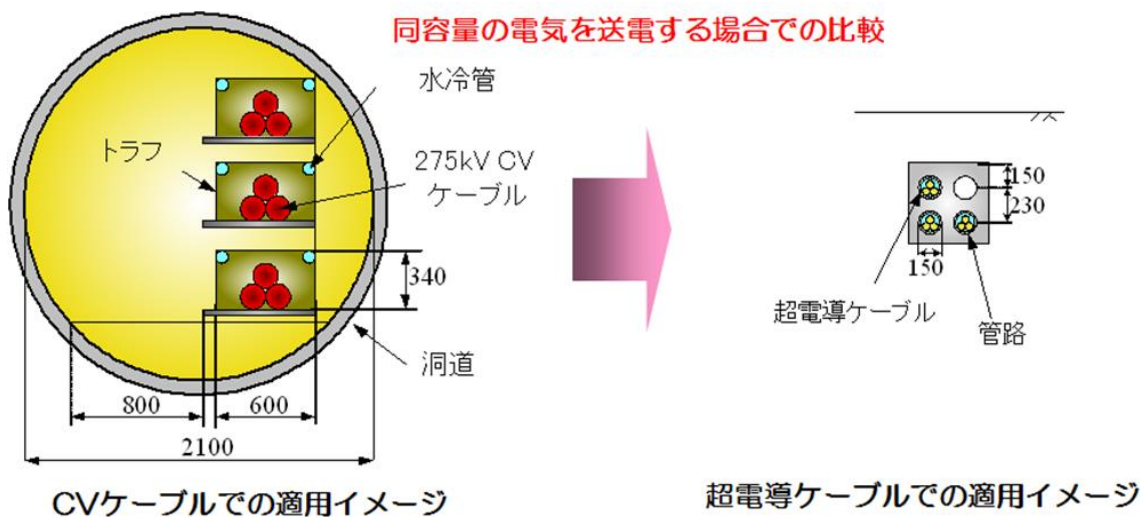


図 1.2.1-2 超電導ケーブルの適用例⁽⁴⁾

表 1.2.1-1 CVケーブルと超電導ケーブルの諸元

項目	CVケーブル	超電導ケーブル
容量・回線数	350 MVA × 3 回線	350 MVA × 3 回線
定格電圧、電流	275 kV / 0.75 kA	66 kV × 3 kA
回線長	10 km	10 km
布設形態	新設洞道	既設管路

表 1.2.1-2 計算に使用した主な構成機器のコスト

項目	CVケーブル	超電導ケーブル (2020年)	超電導ケーブル (将来)
ケーブル	200 k¥/m 回線	—	—
超電導線材	—	10 ¥/Am	5 ¥/Am
冷却システム	—	30 M¥/kW	15 M¥/kW
工事費用	3 M¥/m	50 k¥/m	50 k¥/m

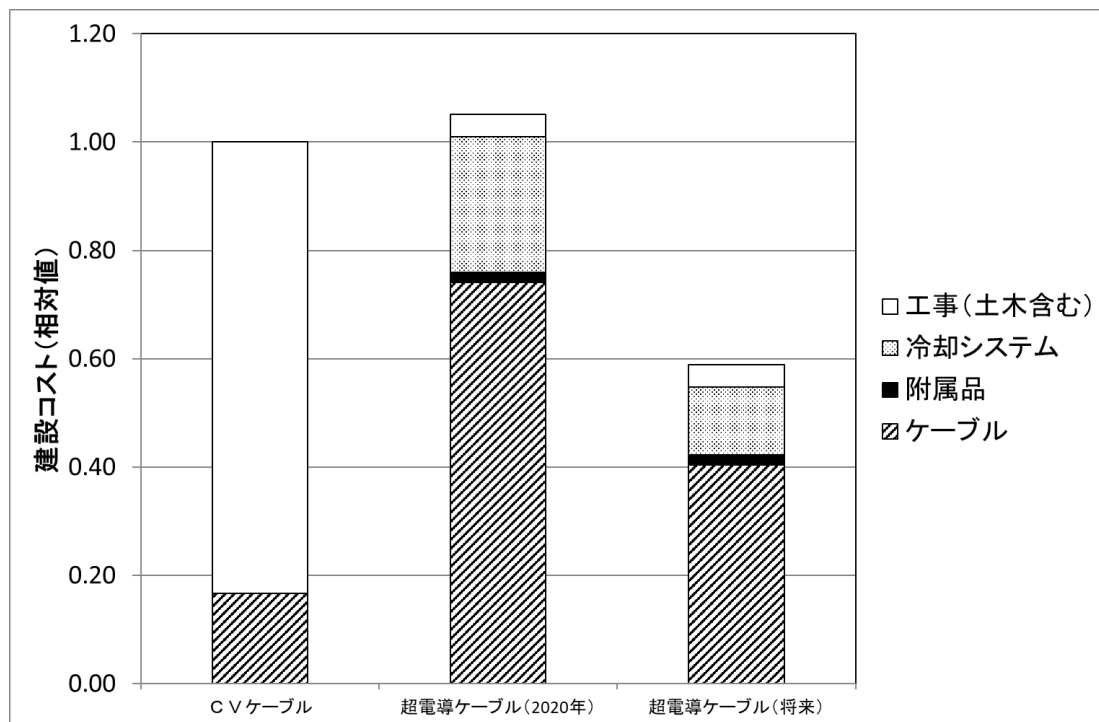


図 1.2.1-3 建設コストの比較 (相対値)

表 1.2.1-3 送電損失の計算条件

項目	横浜プロジェクト	将来性能
交流損失	2.5 W/m/ph@3 kA	1 W/m/ph@3 kA
誘電損失	0.1W/m/ph@66kV	0.1W/m/ph@66kV
断熱管損失	2.5 W/m	1.8 W/m
機器損失	800W/基	700W/基
冷却システム COP	0.04	0.1

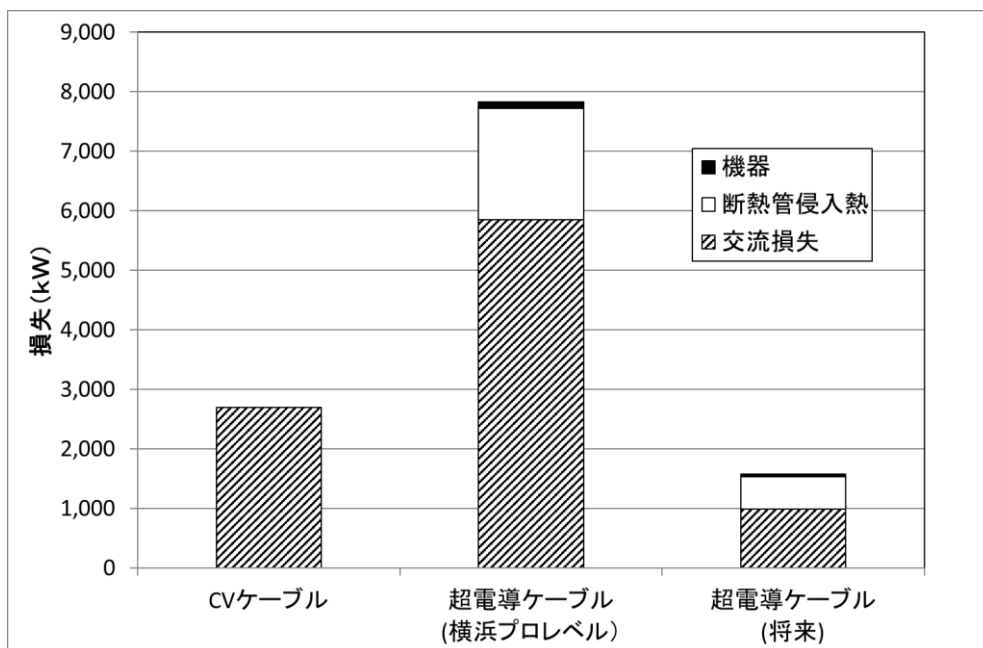


図 1.2.1-4 送電損失の比較

1.2.2 世界の超電導ケーブルの開発状況

超電導ケーブルの実用化に向けて世界各国で開発が進められている。世界で実系統運転された超電導ケーブルを、表 1.2.2-1 に示す。

米国では、2005～2010年に DOE プロジェクトにおいて、Albany、Long Island、Ohio にて、それぞれ 34kV、138kV、15kV の数百mの超電導ケーブルが実系統に接続され、実証運転が行われた⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾。最近では、シカゴにおいて、限流機能付きの超電導ケーブルを建設し運転する DHS(米国国土安全保障省)プロジェクトが計画され、2021年9月に運転を開始したとの報告があった⁽⁸⁾。

欧州では、2015年から独 Essen において、10kV/1km の超電導ケーブルが郊外の変電所から、市内の変電所を結ぶ線路に導入され、現在も運転されている⁽⁹⁾。また、

ベルリンでは、世界最長になる 20km 長超電導ケーブルの計画が検討されている⁽¹⁰⁾。

ロシアでは、St. Petersburg で DC 20kV のケーブルの建設が行われている⁽¹¹⁾。

韓国では、22kV、154kV の超電導ケーブルがソウル近郊の変電所と済州島で実系統に接続され実証運転が行われた⁽¹²⁾⁽¹³⁾。また、韓国電力が商用線として、22kV の超電導ケーブルを導入し、2019 年 11 月に実系統での運転が始まった⁽¹⁴⁾。

中国においては、上海市にて、1.2km の超電導ケーブルが導入され、2021 年 12 月に運転が開始された⁽¹⁵⁾。深圳市でも 10kV 超電導ケーブルの建設も進んでいる⁽¹⁶⁾。

日本においては、東京電力の旭変電所（横浜）において、66kV 級の超電導ケーブルが建設され、実系統に接続された実証運転が行われた⁽¹⁷⁾。実証運転は、2012 年～2013 年に行われ、運転時の信頼性、安定性を実証した。その後、効率の良い冷凍機が開発され、冷凍機を入れ替えて新たに実系統での運転が 2017 年 3 月～2018 年 4 月まで実施された⁽¹⁸⁾。昭和電線ホールディングスは、2020 年に横浜市にある化学工場に 200m 長の三相同軸型超電導ケーブルを建設し、2021 年 9 月まで実証試験が行われた⁽¹⁹⁾。

このように、世界各国で超電導ケーブルの実系統での運転検証や計画が進行しており、実系統運転の実績が積み重ねられている。

表 1.2.2-1 世界の超電導ケーブル実系統運転実施・計画状況

	プロジェクト	AC/DC	電圧 kV	電流 kA	長さ m	場所	線材	備考
日本	横浜 PJ	AC	66	3.0	250	Grid(旭変電所)	Bi	2012～2013 運転 2017～2018 運転
	昭和電線	AC	6.6	不明	200	供給線、試験線	Y	三相同軸型
米国	Albany	AC	34.5	0.8	350	Grid(配電線)	Bi/Y	2008 年運転終了
	OHIO	AC	13.2	3.0	200	Grid(変電所)	Bi	2012 運転終了
	LIPA	AC	138	2.4	600	Grid(送電線)	Bi/Y	運転終了
	Hydra	AC	13.8	4.0	200	Grid(送電線)	Y	2021/9 運転開始
欧州	Essen (独)	AC	10	2.3	1,000	Grid(送電線)	Bi	2014/4～運転継続
	VNIIEP (露)	AC	20	1.4	200	工場試験終了	Bi	
中国	上海 PJ	AC	35	2	1,200	Grid(送電線)	Y	2021/11 運転開始
	シンセン供 電局	AC	10	不明	400	Grid	Y	2021/9 運転開始
韓国	JEJU	DC	80	6.25	500	Grid	Y	2014 系統接続
	JEJU	AC	154	1.87	1,000	Grid	Y	2015 系統接続
	シングル	AC	23	1.26	1000	Grid	Y/Bi	2019～運転継続

1.3 超電導ケーブルの実系統運転

横浜プロジェクトでは、超電導ケーブルの実系統運転の検証を行うため、東京電力・旭変電所（横浜）に 66kV 級超電導ケーブルシステムを建設し、実際に実系統に接続し送電を行うことに成功した。以下にその概要と運転結果を示す。

1.3.1 横浜プロジェクトシステム構成

超電導ケーブルの実線路での運転を行うため、66kV/200MVA 級の超電導ケーブルを東京電力・旭変電所に布設した。そのレイアウトを図 1.3.1-1 に示す。システムは、240m 級の超電導ケーブル、端末、ジョイント、冷却システムから構成されている。ケーブルの片側は変圧器の 66kV 側端部に、反対側は 66kV 母線に接続されており、実系統送電の一部に用いられた。また、超電導ケーブルは、冷却システムにより液体窒素が循環され、 -200°C 程度に維持されている。

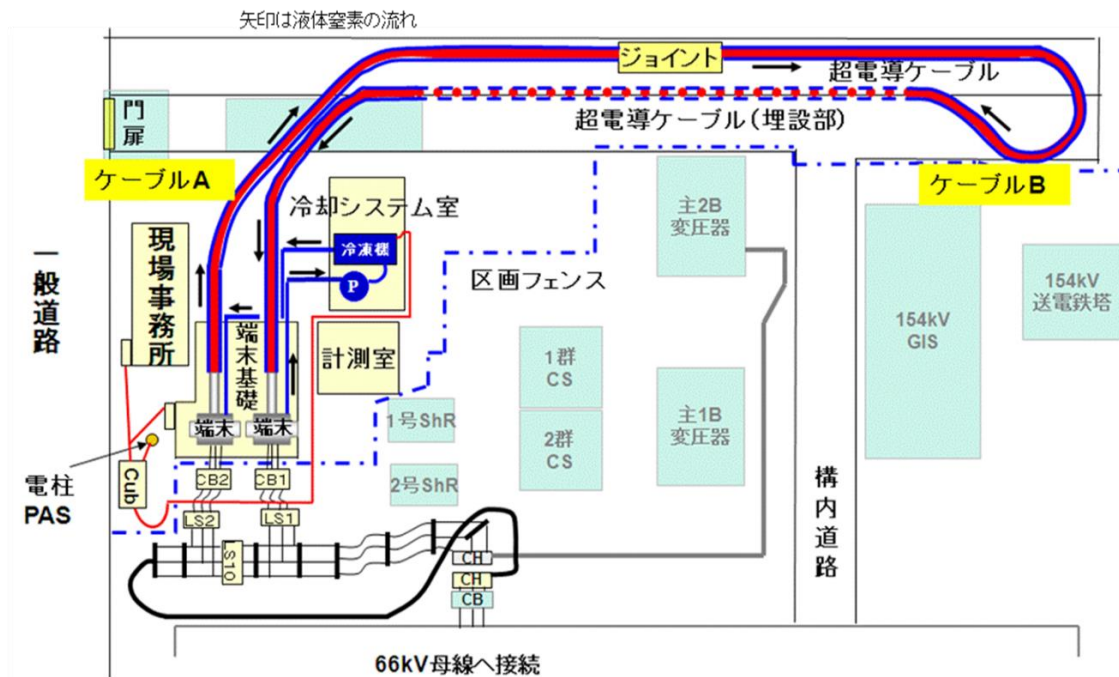


図 1.3.1-1 実証ケーブルレイアウト (旭変電所) (17)

1.3.2 実系統運転結果

本超電導ケーブルシステムは、2012～2013年と2017～2018年の2回に分けて実系統接続が行われた。1回目と2回目の試験結果を図 1.3.2-1 と図 1.3.2-2 に示す。それぞれ、運転期間中の送電電流、超電導ケーブルの液体窒素入口温度、液体窒素の圧力、流量を示したものである。

1 回目の実証運転では、送電電流が図のように変動するものの、温度、圧力、流量は所定の範囲に制御することができた。途中、冷凍機の性能が徐々に低下したため、ケーブル運転温度を徐々に上昇させて対応した。また、メンテナンスのための運転中断期間はあったが、送電に支障を与えることなく運転を実施することができた。

2 回目の検証試験においては、冷凍機を入れ替えたことにより、温度は一定に制御され、大きな中断もなく安定に運転することができた。

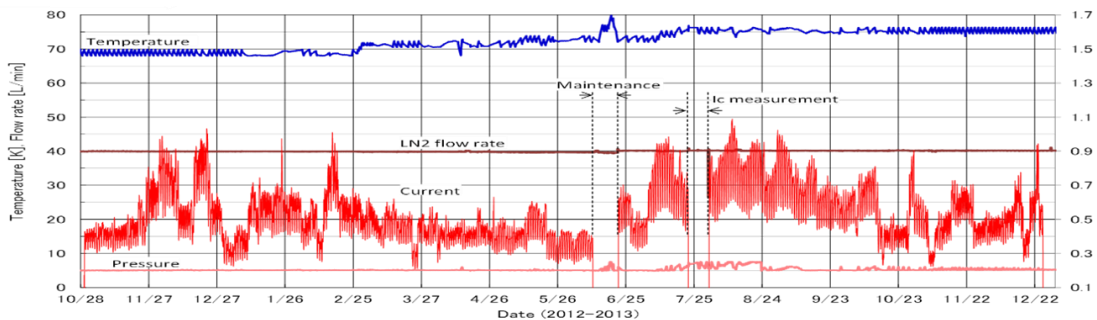


図 1.3.2-1 1 回目の実系統運転結果⁽²⁰⁾

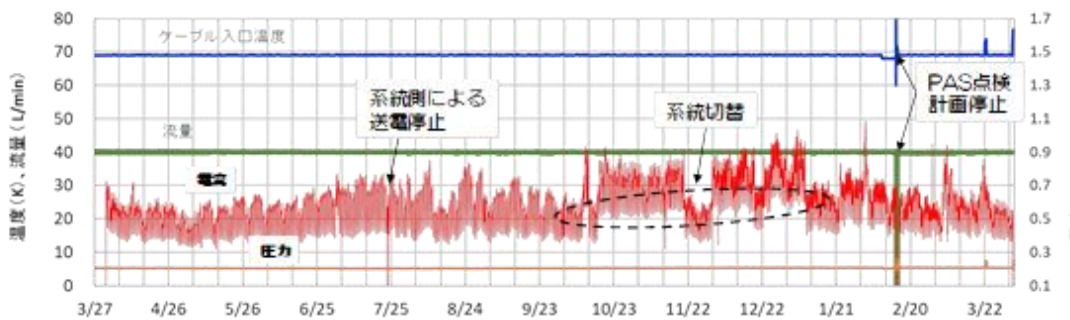


図 1.3.2-2 2 回目の実系統運転結果⁽¹⁸⁾

図 1.3.2-3 に旭変電所での試験実施経過と図 1.3.2-4 に超電導ケーブル導体層の臨界電流 (I_c) 測定結果を示す。 I_c 測定の結果から、約 7 年後の実証運転終了後においても、初期の性能を維持していることが確認された。尚、超電導シールド層は、両端で各相が短絡され、外部へつながる電流リードが設けられていないため、 I_c 測定は行えていない。

また、実系統運転終了後、超電導ケーブルは解体・撤去された。撤去したケーブルから短尺サンプルを切り取り、出荷時と同じ試験である、交流耐電圧試験 (AC90kV、3 時間)、雷インパルス耐電圧試験 (± 385 kV、3 回) を行い、それぞれの試験をクリアした。この結果から、当該超電導ケーブルは初期と同等の性能が有していると考えられ、超電導ケーブルの長期性能が良好であることが確認された。

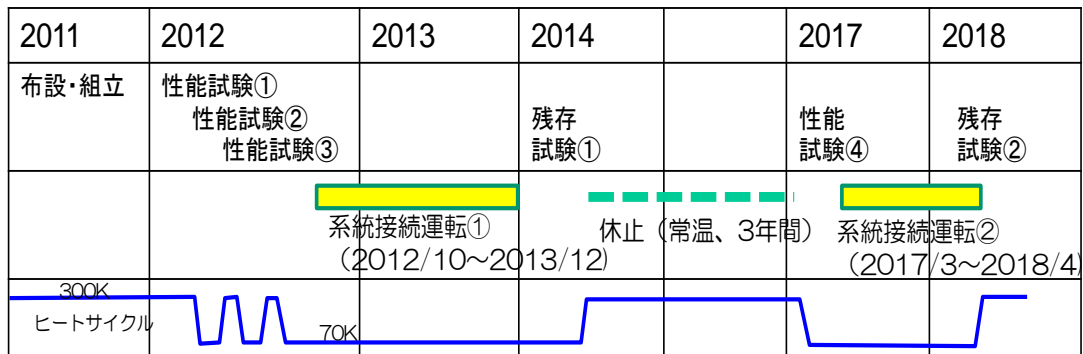


図 1.3.2-3 実証ケーブルの試験履歴⁽¹⁸⁾

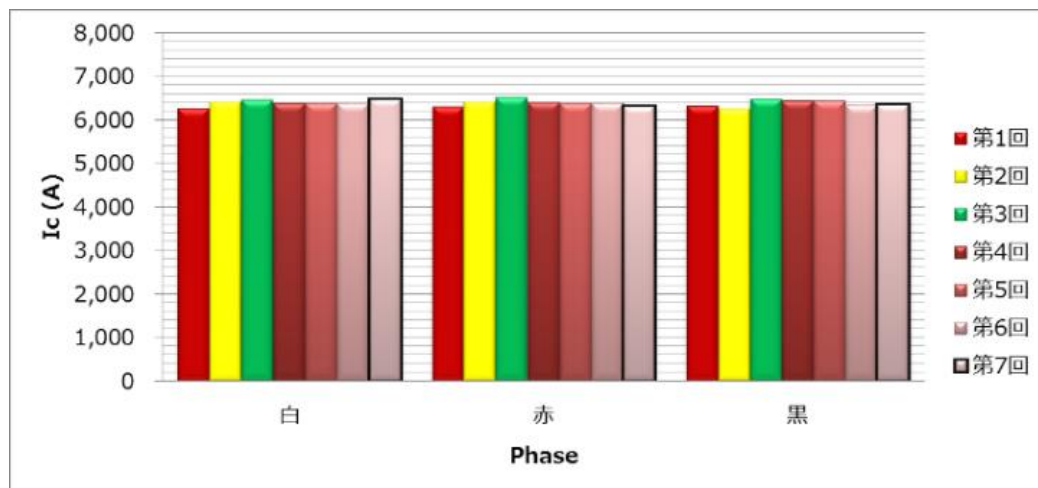


図 1.3.2-4 実証ケーブルの I_c 測定結果⁽¹⁸⁾

図中の第 1 回～第 7 回と図 1.3.2-3 中の各試験との関係は以下となる。

第 1 回—性能試験①、第 2 回—性能試験②、第 3 回—性能試験③、
 第 4 回—系統接続運転①途中で実施、第 5 回—残存試験①、第 6 回—性能試験④、
 第 7 回—残存試験②

1.4 超電導ケーブル実用化の課題及び本研究の目的

超電導ケーブルは電力を送電するケーブルであるので、発電所や変電所から需要地に安定に電力を届けることが最も重要な役割といえる。そういう意味では、1.3 節で紹介した横浜プロジェクトでの超電導ケーブルは、2 回の 1 年間運転を実施し、特に異常なく送電することができたので、実線路で使えることを証明したといえる。

一方、既存の電力ケーブルでもいえることであるが、長時間使用を続けることによる経年劣化や外的要因による損傷などでケーブルに不具合が起り、大きな事故を引き起こすことが考えられる。

例えば、電線路や電力機器において二相あるいは三相の高電圧部が接触し導通状態になった場合、短絡事故が発生する。この場合、二相間の負荷が極端に小さくなることから、大電流が流れることになる。例えば、66kV 系統での最大の短絡電流は 31.5kA である。この大電流によって、ケーブルや端末、ジョイント、周辺機器などを焼損する危険性があることから、直ちに電流を遮断する必要がある。通常、電力システムでは、短絡電流や過電流を検知する過電流保護リレー（過電流保護継電器）が備えられている。この保護リレーは、一定以上の電流が流れた際に作動し、関連付けられた遮断器を動作させ、大電流を短時間で遮断できるようにしている。尚、保護リレーが故障した場合を想定し、バックアップで動作する保護リレーも備えられているのが通常である。66kV 系統において、最大の短絡電流 31.5kA が継続する最大時間は 2sec とされているが、これは予備の保護リレーが動作する時間を想定している。

その他の事故としては、高電圧部とアース(接地)部分がショートして起こる地絡事故がある。電力ケーブルの場合、主に電気絶縁層が何らかの理由で絶縁破壊した場合に地絡事故が起こる。66kV 系統の場合、変圧器の中性点が抵抗接地されているため、最大の地絡電流は 1.5 kA に抑えられている。この抵抗接地方式は、系統の中性点を抵抗器を通して接地するもので、22kV～154kV において一般的に採用されている。地絡の場合も、系統から素早く切り離すために保護リレーシステムが構築されており、最大の継続時間は 66kV 系統の場合 2sec が想定されている。

超電導ケーブルを実線路で使用するには、上記のような事故に対する挙動を把握し、公衆災害を引き起こさないように、対策を事前に施す必要がある。

超電導ケーブルシステムに想定される故障・事故を抽出し、それらの設備被害、人的被害のレベルを考慮したリスクマップを図 1.4-1 に示す。特に、短絡事故や地絡事故により超電導ケーブルの断熱管が破損した場合、あるいは液体窒素の圧力が上昇して断熱管が破裂した場合には、液体窒素が外部に噴出し、周囲の設備や人に冷却による損傷や、閉塞空間に漏れ出した場合の酸欠などを引き起こし、公衆災害となる危険性がある。

しかしながら、超電導ケーブルは、構造のコンパクト性、低損失の特性、低温での電気特性などの技術開発が先行し、安定に送電することは検証されてきたが、これらの事故に対する安全性やその対策については、十分に検討されてこなかったといえる。

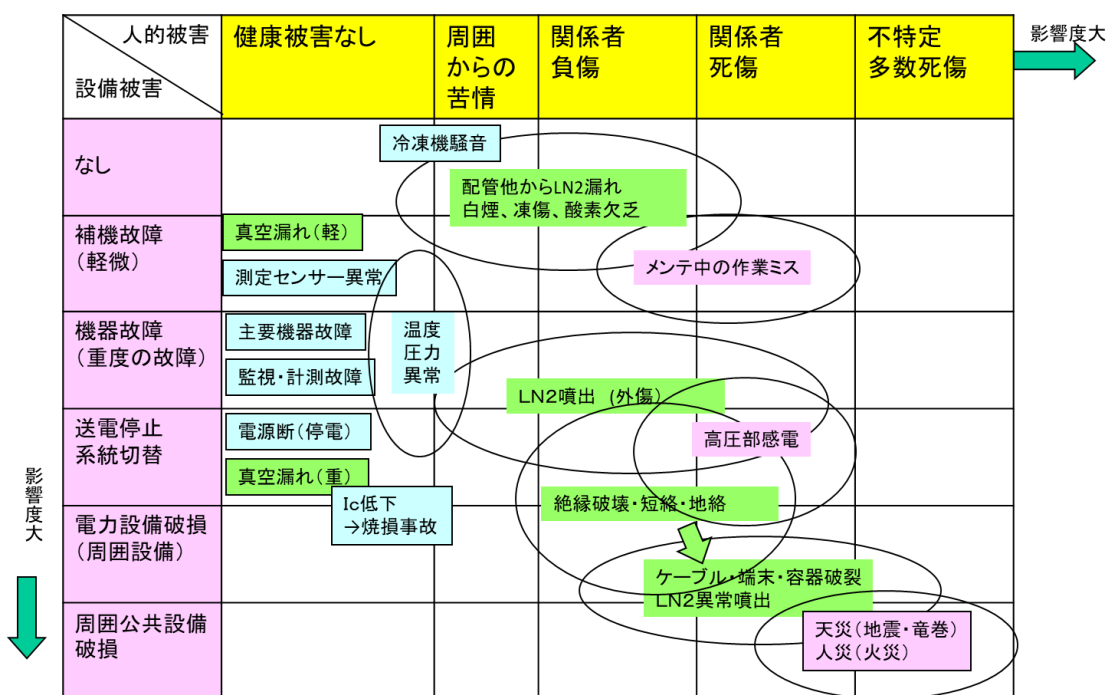


図 1.4-1 超電導ケーブルシステムのトラブル・事故時影響度のリスクマップ

本研究では、超電導ケーブルに想定されている事故のうち、①超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合、②超電導ケーブルに地絡事故が起こった場合、の2ケースについて、模擬試験等でデータを収集し、実規模ケーブルを想定したシミュレーションを行うことで事故時の現象を把握し、事故の影響を軽減する方策を提案することを目的にした。

本論文の構成を以下に説明する。

第2章では、研究対象である超電導ケーブルの構造やその設計について記述する。特に横浜プロジェクトの三心一括型超電導ケーブルに関して、低交流損失を実現できる各層電流を均流化する方法や、電気絶縁層の設計について記述し、横浜プロジェクトでのケーブル設計結果を示す。

第3章では、短絡事故における超電導ケーブルへの影響について検討する。短絡事故では事故点の周辺で大きな短絡電流が流れる。従って、超電導ケーブル以外の送変電システムで短絡事故が起こった場合、その短絡電流が超電導ケーブルを通過する場合がある。本章では、超電導ケーブル以外の事故で短絡電流が流れた場合を想定し、模擬試験やシミュレーションにより現象の把握と解析を実施する。

第4章では、地絡事故における超電導ケーブルへの影響について検討する。

本章では超電導ケーブル内で地絡事故が起こった場合に液体窒素が漏洩しないように、断熱管を保護するための保護層の検討や、保護できなかった場合を想定し、液体窒素がマンホールに漏洩した場合の影響について、模擬試験やシミュレーションにより現象の把握と解析を実施する。

第5章では、これら事故時の対応方法の提案を行う。第3章での短絡事故、第4章での地絡事故の模擬試験やシミュレーションの結果を受けて、超電導ケーブルが実系統に配備された場合を想定したシミュレーションを行う。短絡電流が通過する場合は、外部への影響を及ぼさない方策や、事故後の早期の復帰を行う手法について提案する。また、地絡事故においては、液体窒素が実規模レベルのマンホールに漏洩した場合をシミュレーションし、その影響を解析する。また、液体窒素が漏洩しない場合の超電導ケーブル内の圧力挙動について検討し、その影響の範囲や損傷の可能性を検討する。

第6章では、本研究の総括を行とともに、超電導ケーブルが実用化されるために必要な残された課題についてもまとめる。

第1章の参考文献

- (1) 綾井直樹 他、「臨界電流 200A 級高温超電導線材の開発」SEI テクニカルレビュー、第 169 号、pp103-108 (2006)
- (2) 林 和彦：「ビスマス系超伝導線材と応用開発」、日本金属学会誌、第 74 巻第 7 号、pp.94-402 (2010)
- (3) 大屋正義 等、「日本初の超電導ケーブルによる実線路実証プロジェクト（高温超電導ケーブル実証プロジェクト）」、S E I テクニカルレビュー・第 176 号、pp.102-110 (2010)
- (4') Takato Masuda, et.al., "A new HTS cable project in Japan", EEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No.3, pp.1735-1739 (2009)
- (5) 湯村洋康 等、「高温超電導ケーブルの実系統線路への適用（米国 ALBANY プロジェクト）」、SEI テクニカルレビュー、第 174 号、pp.95-104 (2009)
- (6) Frank SCHMIDT, et.al., "Operation experience and further development of a high temperature superconducting power cable in the Long Island Power Authority grid", C6-1, Jicable 2011
- (7) D. Lindsay, et. Al, "Operating Experience of 13.2 kV Superconducting Cable System at AEP Bixby Station", B1-107, CIGRE 2008

- (8) NEXANS News release, "Nexans installs and commissions superconducting cable for Chicago's Resilient Electric Grid project", Sept. 2nd, 2021
- (9) Mark Stemmler, et. al., "AmpaCity — Advanced superconducting medium voltage system for urban area power supply", 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, April 14-17 in 2014, Chicago in USA DOI: 10.1109/TDC.2014.6863566
- (10) News release from THEVA, "THEVA to develop high-temperature superconductor for the MUNICH GRID", June 2019
- (11) Andrey Kashcheev et. al., "Development, adjustment and implementation of the HTS transmission cable line (2.4 km) in St. Petersburg", presenting at the 15th European Conference on Applied Superconductivity (EUCAS 2021), 579, Sept. 9th in 2021, on the web
- (12) Yang, Hyung-Suk, et. al., "Installation and Power Grid Demonstration at a 22.9 kV, 50 MVA High Temperature Superconducting Cable for KEPCO", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol.22, No.3 (2012) DOI: 10.1109/TASC.2011.2180279
- (13) Seung Ryul Lee, et. Al., "Impact of 154-kV HTS Cable to Protection Systems of the Power Grid in South Korea", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol.26, No.4 (2016) DOI: 10.1109/TASC.2016.2535967
- (14) 「韓国電力、「超伝導送電」世界最初の商用化」、中央日報（日本語版サイト）、2019年11月5日
- (15) 「上海で世界初35kV超電導ケーブル稼働」2021/12/23 新華社ニュース（中国通信社）
- (16) 「深圳に送電ロスなく高温超電導ケーブルを敷設、実用化目指す」、Chinawave 経済・産業ニュース、2021年8月3日
- (17) 大屋正義 等、「三心一括型超電導ケーブルによる国内初の実系統送電（高温超電導ケーブル実証プロジェクト）」、SEIテクニカルレビュー、第182号 pp.39-47 (2013)
- (18) T. Masuda et. al., "The 2nd in-grid operation of superconducting cable in Yokohama project", Journal of Physics: Conference Series 1559, (2020) 012083
- (19) 「NEDOなど、超電導ケーブルシステムで実証／プラントを省エネ化」、電気新聞、2020年11月12日
- (20) 増田 孝人、「超電導ケーブルの開発状況」、平成28年電気学会全国大会シンポジウムS-6

第2章 超電導ケーブルの構造とその設計

本章では、超電導ケーブルの構造と電氣的設計手法について記述する。

2.1 節では、これまでに開発されている超電導ケーブルの構造として、単心型ケーブル、三心一括型ケーブル、三相同軸型ケーブルについて説明し、それぞれの特徴を示す。

2.2 節では、横浜プロジェクトで開発された三心一括型超電導ケーブルでの電流設計手法として、低交流損失を実現できる各層電流を均流化する手法について記述し、横浜プロジェクトでの電流設計結果を示す。

2.3 節では、超電導ケーブルの電氣絶縁材料として選ばれている PPLP の特性、試験電圧の考え方について示し、同じく横浜プロジェクトでの電氣絶縁層の設計結果を記述する。

2.1 超電導ケーブル構造の概要

2.1.1 単心型ケーブル

図 2.1.1-1 に構造図を示す。断熱管の中にケーブルコアが 1 本あるタイプである。ケーブルコアは、一般にフォーマ、超電導導体、電氣絶縁層、超電導シールド層、保護層からなる。液体窒素は、断熱管とケーブルコアの間のスペースを流れる。超電導シールドには、導体と逆向きの電流が流れるように、ケーブル端部で三相のシールドが短絡されており、導体から発生する磁界を外部に漏らさない工夫がされている。三相交流を送る場合は、単心型ケーブル三本が必要となる。米国・LIPA ケーブル (154kV)⁽¹⁾ など相対的に電圧が高いケースに採用されている。

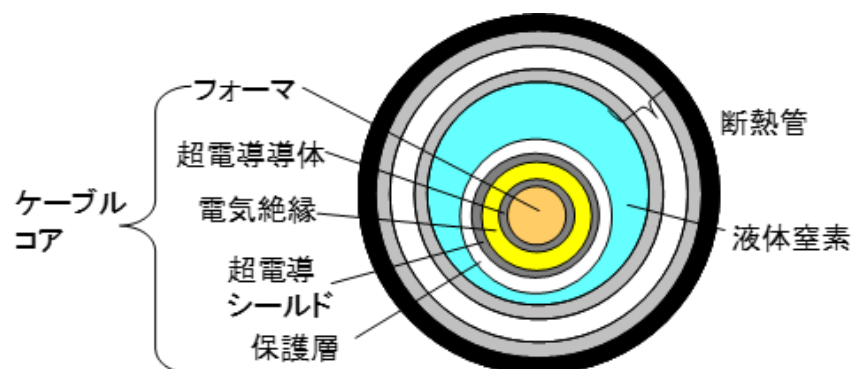


図 2.1.1-1 単心型ケーブルの構造

2.1.2 三心一括型ケーブル

図 2.1.2-1 に構造図を示す。断熱管の中にケーブルコアが 3 本あるタイプである。ケーブルコアは、単心型と同じく、フォーマ、超電導導体、電気絶縁層、超電導シールド層、保護層からなり、3 本のケーブルコアは撚り合わされている。液体窒素は、断熱管とケーブルコアの間のスペースを流れる。このケーブルコア一本で、三相交流を送電することができるので、よりコンパクトな形状となる。超電導シールドにも単心型と同じように電流が流れ、磁界を漏らさない工夫がされている。相対的に電圧は、中程度のケースに採用されており、実用性検証試験用ケーブル(66kV)⁽²⁾、横浜超電導ケーブル実証プロジェクト(66kV)⁽³⁾、米国 Albany ケーブル⁽⁴⁾ (34.5kV)、などで採用されている。

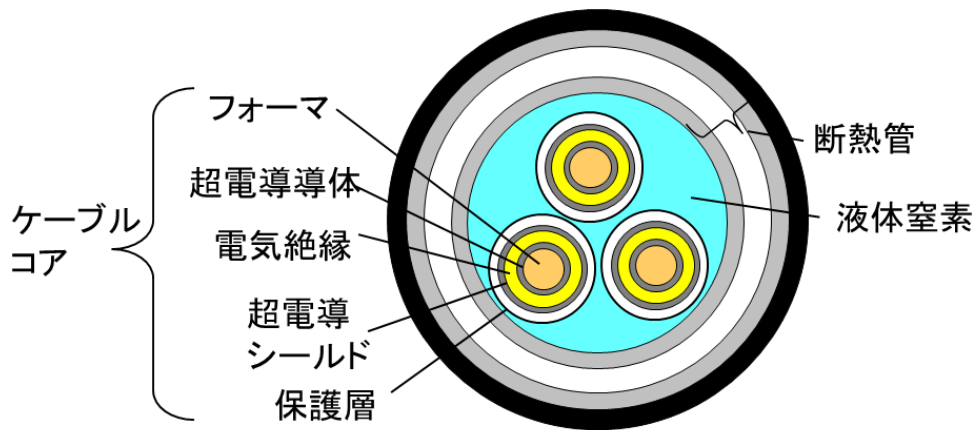


図 2.1.2-1 三心一括型超電導ケーブル構造

2.1.3 三相同軸型ケーブル

図 2.1.3-1 に構造図を示す。断熱管の中にケーブルコアが 1 本あるタイプである。ケーブルコアは、フォーマ、超電導導体 (A相)、電気絶縁層、超電導導体 (B相)、電気絶縁層、超電導導体 (C相)、電気絶縁層、電界シールド層 (常電導)、保護層からなる。このように、三相が同軸状に形成されていることが特徴である。電気絶縁層には、単心型、三心一括型とは異なり、相間電圧が印加される。また、三相電流が同軸状に配置されていることから、外部への磁界は打ち消されるため、超電導シールド層は配置されていない。液体窒素はフォーマ内とケーブルコアの外側の両方に流れるものが検討されている。相対的に低電圧で採用されており、OHIO ケーブル⁽⁵⁾ (13kV)、ESSEN ケーブル⁽⁶⁾ (10kV) で採用されている。

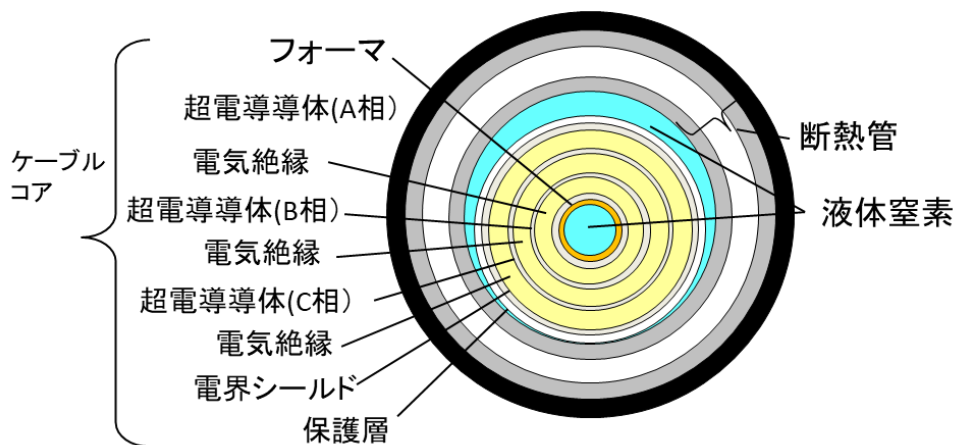


図 2.1.3-1 三相同軸型超電導ケーブルの構造

横浜プロジェクトでは、東京電力の 66kV 級ネットワークに超電導ケーブルを適用するものであったため、中程度の電圧レベルに適用し、コンパクトな形状を実現できる、三心一括型構造を採用した。次節以降では、この三心一括型超電導ケーブルの設計例について説明する。

2.2 電流設計

2.2.1 各層の電流均流化

三心一括型超電導ケーブルの構造を図 2.2.1-1 に示す。ケーブル外径はφ150mmの管路に引き込み可能なサイズとなっている。各相ケーブルコアは、フォーム上に BSCCO テープ線材を 4 層スパイラル巻きした超電導層、PPLP/LN₂ 複合電気絶縁層、および 2 層の超電導シールド層で構成されている。このケーブルコアが三本撚り合わされ、二重の SUS コルゲート管および多層断熱材で構成された真空断熱管に収容されている。

超電導ケーブルで生じる損失は、導体層の交流損失 W_c 、シールド層の交流損失 W_s 、絶縁層の誘電損失 W_d 、フォームに生じる渦電流損失 W_e 、および断熱管を介した熱侵入 W_h に分類でき、三心一括ケーブルのトータルの損失 W は(2.2-1)式で表される。

$$W = (W_c + W_s + W_d + W_e) \times 3 + W_h \text{ ----- (2.2-1)}$$

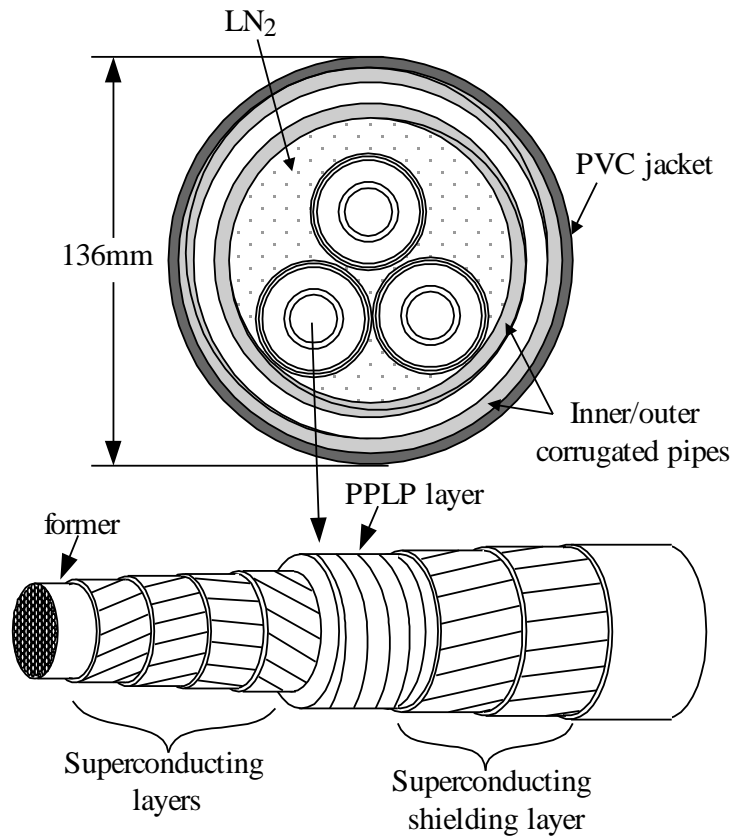


図 2.2.1-1 三心一括型超電導ケーブルの構造⁽⁷⁾

ケーブルコアに生じる損失は、導体層およびシールド層に生じる交流損失が主になることから、これら損失の低減が重要である。

超電導テープ線材を多層巻きした多層導体では、各層のインピーダンスの不整合により外側層に電流が集中する、いわゆる偏流現象が生じ、損失低減の観点から多層化した意味がなくなる。この場合の導体交流損失 W_c は、多層導体を一体のバルク導体と見なした場合のビーンモデルを前提とした(2.2-2)式で表される⁽⁸⁾。尚、 $z = I_t / I_c'$ (I_c' : 中空導体部を同一径の中実導体と考えた場合の仮想的な臨界電流、 I_t : 通電電流)である。尚、シールド層の交流損失 W_s も(2.2-2)式で同様に計算できる。

$$W_c = \frac{\mu_0 f I_c'^2}{\pi} \left\{ (1-z) \ln(1-z) + z - \frac{z^2}{2} \right\} \text{-----}(2.2-2)$$

多層導体の低損失化のためには、各層の撚りピッチ及び撚り方向を調整することにより、主に各層のインダクタンスを整合させ均流化することが効果的であり⁽⁹⁾、理論的には臨界電流付近で交流損失を 1/層数に低減できる⁽¹⁰⁾。

ピッチ調整による均流化を行うためには、まず各層のピッチと電流分布の相関を把握する必要がある。そこで、導体部 4 層およびシールド部 2 層を有する多層スパイラル導体を等価回路モデルで表し、各層の電流分布を計算し、その際の交流損失を計算する。

4層導体および2層シールド部の等価回路を図 2.2.1-2 に示す。フォーマ部を 0 層、導体部を内層側より 1~4 層、シールド部を 5 および 6 層とする。各層のインダクタンス L_{ij} は(2.2-3)式のように軸方向磁界によるインダクタンス L_{zij} と周方向磁界によるインダクタンス $L_{\theta ij}$ の和となり、各成分は(2.2-4)式および(2.2-5)式で表される。ここで、 r_i および p_i はそれぞれ i 層目の層の半径、ピッチを表している。

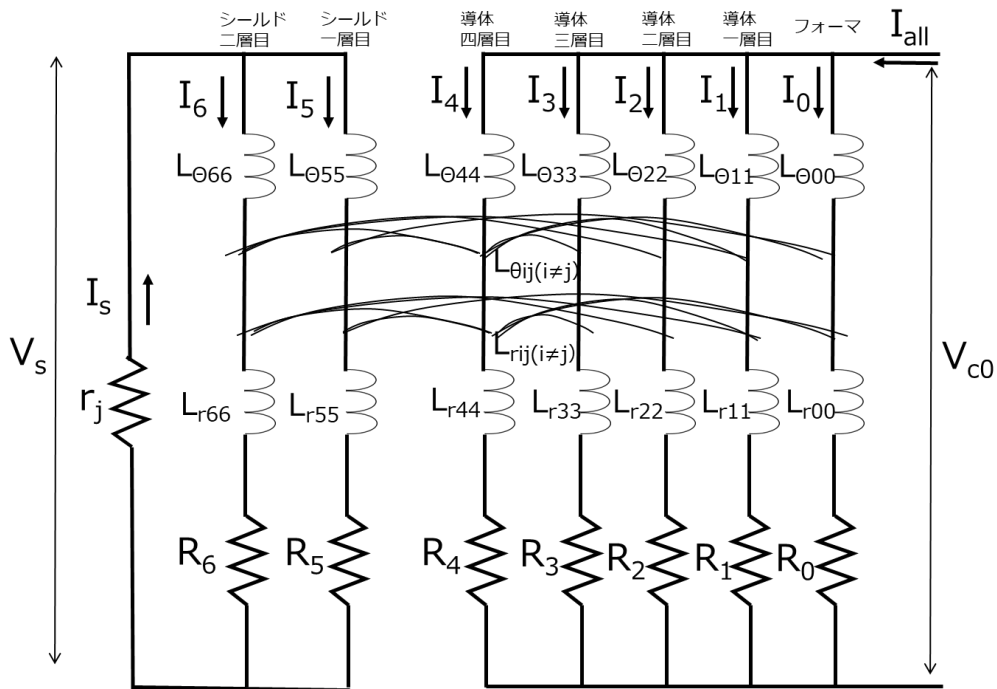


図 2.2.1-2 等価回路モデル

$$L_{ij} = L_{zij} + L_{\theta ij} \text{-----}(2.2-3)$$

$$L_{zij} = k\mu_0\pi \frac{\min(r_i, r_j)^2}{p_i p_j} \left[\begin{array}{l} k = 1: i, j \text{層が同方向撚り} \\ k = -1: i, j \text{層が逆方向撚り} \end{array} \right] \text{-----}(2.2-4)$$

$$L_{\theta ij} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{r_s}{\max(r_i, r_j)} \right) \text{-----}(2.2-5)$$

また、等価回路方程式は(2.2-6)式で表される。ここで R_0 はフォーアの抵抗、 R_i はノリスの式を用いて計算した各超電導層の実効的な抵抗成分、 R_i はシールド短絡部の接続抵抗である。また、各層の電圧および電流値には(2.2-7)式の関係があり、初期条件として各層の半径、ピッチ、素線 I_c を与えれば、(2.2-3)式～(2.2-7)式を用いて各層の電流分布を計算することができる。これから、均流化されるように各層の撚り条件を決定することができる。

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ \vdots \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_0 + j\omega L_{00} & j\omega L_{0i} & \cdots & j\omega L_{06} \\ j\omega L_{10} & R_1 + j\omega L_{1i} & \cdots & j\omega L_{16} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ j\omega L_{60} & j\omega L_{6i} & \cdots & R_6 + j\omega L_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_6 \end{bmatrix} \text{-----}(2.2-6)$$

$$\begin{aligned} V_0 = V_1 = V_2 = V_3 = V_4 = V_{c0} & \quad I_0 + I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = I_{all} \\ V_5 = V_6 = -r_j I_s & \quad I_5 + I_6 = I_s \quad \text{-----} (2.2-7) \end{aligned}$$

2.2.2 横浜プロジェクトの設計

東京電力の旭変電所では、66 kV 系統の変圧器定格容量は 200 MVA であり、電流容量に換算すると 1750 A が定格電流となる。変圧器の過負荷耐量は過負荷電流値ごとの許容時間を表した過負荷耐量曲線図で表されるが、その代表的な値としては、135 %過負荷に対して連続運転可能な事である。従って、系統側からは、 $1750 \times 1.35 = 2363A$ の連続運転が可能であることが要求特性であった。

一方、1.2.1 項で述べたように、CV ケーブルと比較するためには、350MVA 級の容量をもつ超電導ケーブルが必要となる。350MVA に相当する電流は、3kA である。これより、本プロジェクトでは、3kA の電流が通電できるように超電導ケーブルを設計することとした。

必要なケーブルとしての臨界電流値は、 $3000A \times \sqrt{2} = 4240A$ と計算できる。これに 25%の裕度を考慮し、5300A 以上の臨界電流値をもたせるように設計した。

最終的に設計した超電導ケーブルの構造を表 2.2.2-1 に示す。超電導導体は BSCCO 線材 4 層、超電導シールド部分は BSCCO 線材 2 層で構成されている。ここで、BSCCO 線材は、住友電工の標準線材である DI-BSCCO Type HT 線材を用いたが、全てを Type HT 線材で構成すると導体とシールドの交流損失の和は $2W/m/ph@2kA$ と計算される。プロジェクトの開発目標を、定格電流 1750A を考慮し $1W/m/ph@2kA$ としていたが、この目標を達成するため、導体の 3 層目と 4 層目に交流機器用途向けに開発した低損失型 Type ACT 線材を適用した。Type HT 線材と Type ACT 線材を図 2.2.2-1 に示す。尚、Type ACT 線材は、超電導フィラメントにツイストを施しており、平行磁場中における交流損失を線材レベルで 1/3 に低減することができる。

最終的な横浜プロジェクト用超電導ケーブルの仕様を表 2.2.2-1 に、前項の方法によって導体、シールド層の均流化を行った結果として、各層の直径とスパイラルピッチを表 2.2.2-2 に示す。また、本ケーブルの交流損失特性を評価した結果を、図 2.2.2-2 に示す。2 kArms 通電時の損失は 0.8W/m/ph であり、目標値の 1W/m/ph 以下の低損失化を達成した。尚、超電導導体及び超電導シールドの I_c は、それぞれ 77K の温度で、6100A、7100A であり、上述した I_c 5300A を上回り、交流 3 kA が通電できることも確認している。

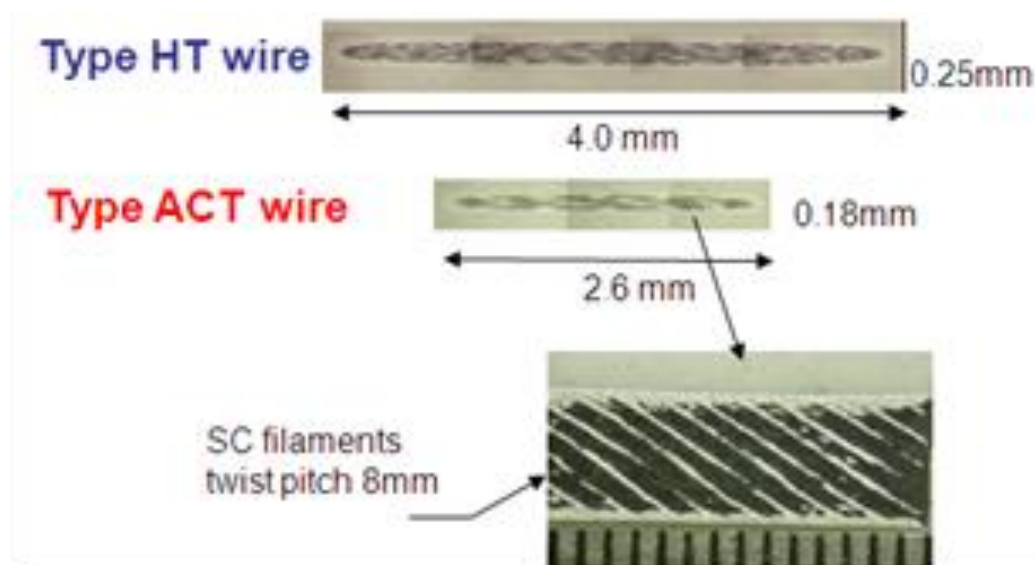


図 2.2.2-1 住友電工製 BSCCO 線材 Type HT 線と Type ACT 線材⁽¹¹⁾

表 2.2.2-1 横浜プロジェクトの超電導ケーブルの仕様

Items		Specifications
Core	Former	Cu stranded (140mm ²)
	HTS Conductor	4 layers (HT / HT / ACT / ACT)
	Dielectric	PPLP 7mm ^t
	HTS Shield	2 layers (HT / HT)
	Protection	Cu tape (80mm ²)
3-core stranding		Tight 3-core stranding
Thermal insulation		Double-corrugated stainless steel pipes & multilayer vacuum insulation
Sheath		PVC, stainless steel tension member tapes

表 2.2.2-2 均流化設計した導体、シールドの直径とスパイラルピッチ

部位	線材種類	半径 (mm)	スパイラルピッチ (mm)、巻方向
導体 1 層目	Type HT	18.9	160、S
導体 2 層目	Type HT	20.0	400、S
導体 3 層目	Type ACT	21.1	480、Z
導体 4 層目	Type ACT	22.2	150、Z
シールド 1 層目	Type HT	38.4	270、S
シールド 2 層目	Type HT	39.5	330、S

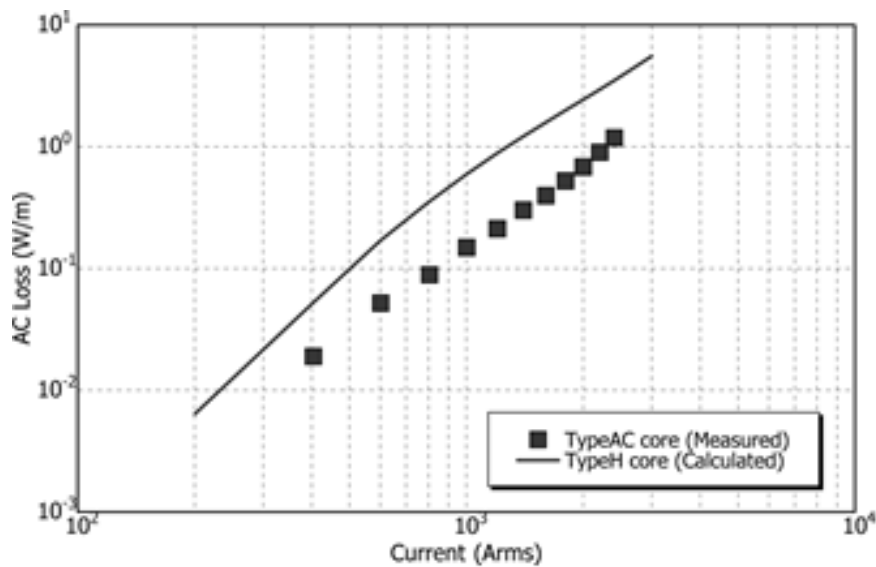


図 2.2.2-2 実証超電導ケーブルコアの交流損失測定結果⁽¹¹⁾

2.3 電気絶縁設計

2.3.1 PPLP の特性

超電導ケーブルは、運転時に液体窒素で冷却されるので、その電気絶縁部分も冷却される。開発当初、CV ケーブルに採用されているポリエチレン等の固体絶縁も候補に挙げたが、極低温での脆化や熱収縮によりクラックが入るなどの問題があった。一方、OF ケーブルに採用されている絶縁紙は、極低温に冷やされてもクラックが入るようなことがなく、熱収縮が生じても巻きピッチが多少変化することで機械的なストレスが緩和されるため、超電導ケーブルの電気絶縁材料に適していた。

PPLP (Polypropylene Laminated Paper) は、ポリプロピレンフィルムとクラフト紙とが貼り合わさった半合成紙であり、優れた耐電圧特性、低い誘電損失をもっている。このPPLPを液体窒素で冷却した際の、交流電圧に対する耐電圧特性と部分放電特

性を図 2.3.1-1 に示す。図の横軸は液体窒素の圧力を示しており、加圧することで、液体窒素の気泡の影響が少なくなり、その特性が向上することが知られている。

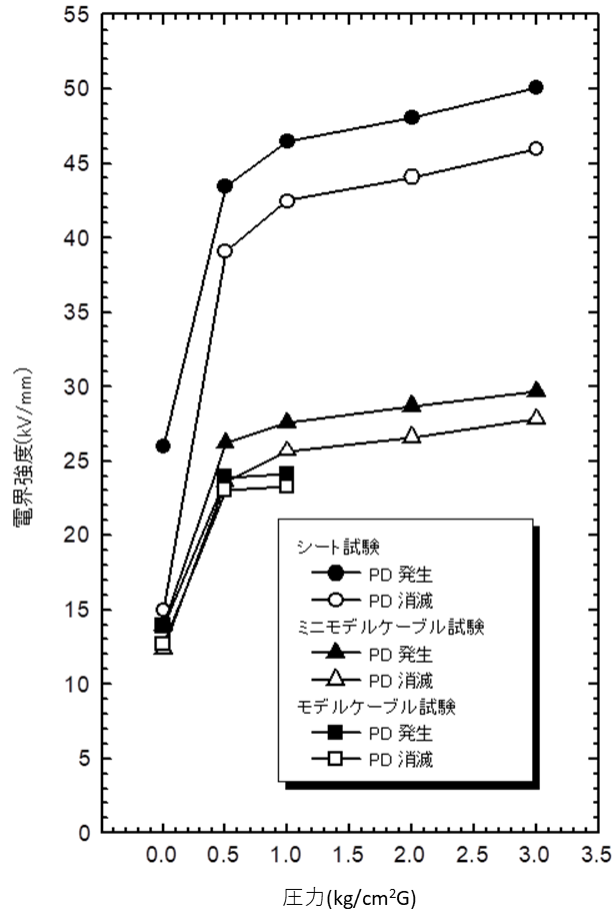


図 2.3.1-1 液体窒素冷却時の PPLP の AC 耐電圧、部分放電 (PD : Partial Discharge) 特性⁽¹²⁾

2.3.2 試験電圧

電力ケーブルの場合、実線路に布設される前に、サンプルによる試験や出荷試験が必ず行われ、その試験方法・試験条件は規格により定められている。超電導ケーブルは新しいケーブルで、当時はまだ試験規格がなかったため、日本の OF ケーブルの試験規格である JEC-3401⁽¹³⁾を参考に以下のように試験電圧を定めた。

(1) 交流耐電圧試験⁽¹⁴⁾

JEC-3401 より、試験電圧の計算方法を、(2.3.2-1)式に示す。

$$V_{ac} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times k_1 \times k_2 \times k_3 \text{-----}(2.3.2-1)$$

V_{ac} : 交流耐電圧試験値 (対地電圧)

U_m : 66kV の系統最大電圧 : 72kV

k_1 : Life time factor

$$k_1 = \left(\frac{30 \text{years}}{t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{-----}(2.3.2-2)$$

t : 試験時間

n : n 値

k_2 : サンプルによるバラつき 1.1

k_3 : その他の要因 1.25

ここで、PPLP 絶縁の n 値の測定値は、49 と報告されているが⁽¹⁵⁾、試験数が十分でないと判断し、ここでは、OF ケーブルで用いられている n 値 30 を安全サイドとして選択した。従って、試験時間を 3 時間とした場合、 k_1 は 1.46 と計算できる。これから、試験電圧 V_{ac} は、対地電圧 83.5 kV と計算されるが、ここでは、JEC-3401 に規定されている対地電圧 90 kV を採択し、より厳しい試験電圧とした。

(2) 雷インパルス耐電圧試験⁽¹⁴⁾

雷インパルスでの耐電圧試験値は、JEC-3401 から(2.3.2-3)式で表される。

$$V_{imp} = LIWV \times k_4 \times k_5 \text{-----} (2.3.2-3)$$

$LIWV$: Lightning Impulse Withstanding Voltage, ± 350 kV for 66 kV

k_4 : 温度計数 : 1.0

OF ケーブルの k_4 は 1.1 であるが、超電導ケーブルはその系統運転の間、液体窒素温度に維持されているので、ここでは 1.0 とした。

k_5 : その他の裕度 : 1.1

これより、 V_{imp} は、対地電圧 ± 385 kV と計算できる。尚、ショットの回数は各 3 回である。

2.3.3 絶縁設計

2.3.2 項の交流耐電圧試験値、雷インパルス耐電圧試験値から、それぞれに必要な絶縁厚みを計算した。尚、基準となる電界は、交流では図 2.3.1-1 より、加圧液体窒素で部分放電を起こさない電界として 20kV/mm を選定した。雷インパルスにおいては、他所の試験値であるが、88kV/mm を採用した⁽¹⁶⁾。絶縁紙の厚みを、横浜実証ケーブルの導体径から、絶縁内径 $\phi 23$ mm として、計算を行った。計算式を(2.3.3-1)式に示

す。また計算結果を表 2.3.3-1、表 2.3.3-2 に示す。絶縁厚みは 5.3～5.5 mm 計算された。尚、実際に横浜プロジェクトで採用された絶縁厚みは、日本初の超電導ケーブルであることを考慮し、さらに裕度をとって 7mm を選んだ。

$$E = V / \left\{ r \times \ln \left(\frac{r+t}{r} \right) \right\} \text{----- (2.3.3-1)}$$

E : 許容ストレス、 V : 試験電圧、 r : 絶縁内半径、 t : 絶縁紙厚み

表 2.3.3-1 66kV 級ケーブルの AC 設計結果

項目	諸元
考え方	試験電圧において部分放電が発生しないこと
許容ストレス	20kV/mm
試験電圧	AC 90kV
絶縁厚み	5.5 mm

表 2.3.3-2 66kV 級ケーブルの Imp 設計結果

	実用性検証試験での方法
考え方	試験電圧において破壊しないこと
許容ストレス	88kV/mm
試験電圧	雷インパルス ± 385kV
絶縁厚み	5.3 mm

2.4 まとめ

本章では、超電導ケーブルの構造と電気的設計手法について記述した。

2.1 節では、これまでに開発されている超電導ケーブルの構造として、単心型ケーブル、三心一括型ケーブル、三相同軸型ケーブルについて説明し、それぞれの特徴を示した。それらの構造のうち、横浜プロジェクトでは 66kV 級の中程度の電圧レベルに適用し、コンパクトな形状を実現できる三心一括型構造を採用した。

2.2 節では、横浜プロジェクトでの電流設計手法として、交流損失を最小にするために各層電流を均流化する方法について記述し、計算結果として各層のスパイラルピッチを決定した。その結果、短尺ケーブルの試験結果で超電導導体と超電導シールドの交流損失の和が、1 W/m/ph@2kA 以下になることを実証した。また、実系統に流れる最大電流 2363A に対する臨界電流値の設計について示し、 I_c が 5300A 以上の設

計とした。結果として超電導導体層、超電導シールド層の I_c を、それぞれ 6100A、7100A に設計した。

2.3 節では、超電導ケーブルの電気絶縁材料として選ばれている PPLP の特性として、AC 耐電圧時の部分放電特性を示した。次に、超電導ケーブルの試験電圧の計算方法について記述し、交流耐電圧試験値が対地 90kV、雷インパルス耐電圧試験値が対地±385kV であることを示した。それらの試験電圧と PPLP の特性から、電気絶縁層の厚みを計算し、5.3~5.5mm の厚みが必要であることが判ったが、横浜プロジェクトでは裕度を考慮し 7mm の厚みを選んだ。

第2章の参考文献

- (1) Frank SCHMIDT, et.al., "Operation experience and further development of a high temperature superconducting power cable in the Long Island Power Authority grid", C6-1, Jicable 2011
- (2) 増田 孝人等、「三心一括型超電導ケーブルの開発」、電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) , Vol. 128, No.8, pp.827-833, 2006 年 8 月
- (3) 丸山 修 等、「国内初の電力系統での高温超電導ケーブル通年接続評価」、電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) 、134 巻 8 号 pp.639-647 (2014)
- (4) 湯村洋康 等、「高温超電導ケーブルの実系統線路への適用 (米国 ALBANY プロジェクト) 」、SEI テクニカルレビュー、第 174 号、pp.95-104 (2009)
- (4) Yang, Hyung-Suk, et. al., "Installation and Power Grid Demonstration at a 22.9 kV, 50 MVA High Temperature Superconducting Cable for KEPCO", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol.22, No.3 (2012) DOI: 10.1109/TASC.2011.2180279
- (5) D. Lindsay, et. Al, "Operating Experience of 13.2 kV Superconducting Cable System at AEP Bixby Station", B1-107, CIGRE 2008
- (6) Mark Stemmler, et. al., "AmpaCity — Advanced superconducting medium voltage system for urban area power supply", 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, April 14-17 in 2014, Chicago in USA DOI: 10.1109/TDC.2014.6863566
- (7) Takato Masuda, "Experimental Results of a 30m, 3-core HTSC Cable", Physica C: Superconductivity, Vol.372-376, Part 3, p1555-1557 (2002)
- (8) Jun Fujikami, et. al., "Electromagnetic Behavior of HTSC Cable Conductor in AC Loading", Advances in Superconductivity VIII, pp.1319-1321 (1996)
- (9) Jun. Fujikami, et. al., "Development of HTS cable Conductor with multilayer structure", Advances in Superconductivity X pp. 903-906 (1998)

- (10) 本庄昇一等, 「高温超電導ケーブル用スパイラル導体の交流損失数値解析」、電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)、120 巻 11 号 pp. 1443-1450 (2000)
- (11) Takato Masuda, et.al., "A new HTS cable project in Japan", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No.3, pp.1735-1739 (2009)
- (12) T. Shibata, et.al., "Development of High Temperature Superconducting Power cable prototype system", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No.1, pp.182-187 (1999)
- (13) Japanese Electrotechnical Committee (JEC) 3401 (2006)
- (14) Takato Masuda, et.al., "Test Results of a 30m HTS cable for Yokohama Project", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, pp.1030-1033 (2011)
- (15) 八木正史等、「超電導ケーブル用液体窒素含浸絶縁の V-t 特性」、平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.423
- (16) H. Suzuki, et.al., "Verification Tests and Insulation Design Method of Cold Dielectric Superconducting Cable", IEEJ B, vol. 126, pp 441-451 (2006)

第3章 短絡事故における影響検討

本章では、超電導ケーブルの近傍で短絡事故が発生し短絡電流が超電導ケーブルに流れた場合、過電流による発熱の影響で超電導ケーブルの超電導特性 (I_c) の低下、冷媒である液体窒素の温度・圧力の上昇や、その結果ケーブルの破裂などが心配される。従って、本章では短絡電流が流れた場合の超電導ケーブルへの影響を検討する。

3.1 節では、横浜プロジェクトにおいて東京電力の旭変電所に布設した超電導ケーブルについて、その近傍で短絡事故が起こった場合に発生する短絡電流の大きさや持続時間を検討する。

3.2 節では、3.1 節で検討した短絡電流条件に耐える超電導ケーブル構造を検討する。

また、検討した構造をもつ短尺ケーブルにて短絡電流を通過させ、設計の有効性を確認する。

3.3 節では、長尺超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合の影響を調べるために、40m 級超電導ケーブルシステムを構築し短絡試験を行うことで、温度・圧力のデータを収集し、開発したコードによる計算値との比較を行う。

3.4 節では、実用化時を想定した 3km 超電導ケーブルにて、短絡電流が通過した際の各部の温度・圧力の計算を行い、現象の把握や外部への影響について検討を行う。

3.1 実系統における短絡事故

電力系統においてケーブルの短絡事故が起こった場合、定格電流に比べて非常に大きな短絡電流が流れる。超電導ケーブル自身以外の事故により、短絡電流が超電導ケーブルに流れた場合、その電流が I_c を超えると超電導線は超電導状態から常電導状態に転移するため、大きな発熱が超電導ケーブル全体で発生することになる。この発熱による超電導線へのダメージや、冷媒である液体窒素のガス化による圧力上昇がもたらすケーブルの破裂や損傷及び周囲への影響が心配される。

短絡電流の影響を検討するには、実系統においてどういう短絡電流が流れるか分析、調査することが重要である。ここでは、横浜実証プロジェクトで超電導ケーブルが布設された東京電力・旭変電所において解析した短絡電流について記述する。

旭変電所における 66kV 側の電源設備構成も考慮し、超電導ケーブルが接続された状態で、超電導ケーブルに流れる短絡電流を検討した。図 3.1-1 は旭変電所での超電導ケーブルの接続構成を示しており、超電導ケーブルは 154/66 kV 主変 2 号変圧器の 2 次側に接続される。図 3.1-2 は実証試験時の系統構成を示しており、この系統図をもとに短絡電流の計算を実施した⁽¹⁾。

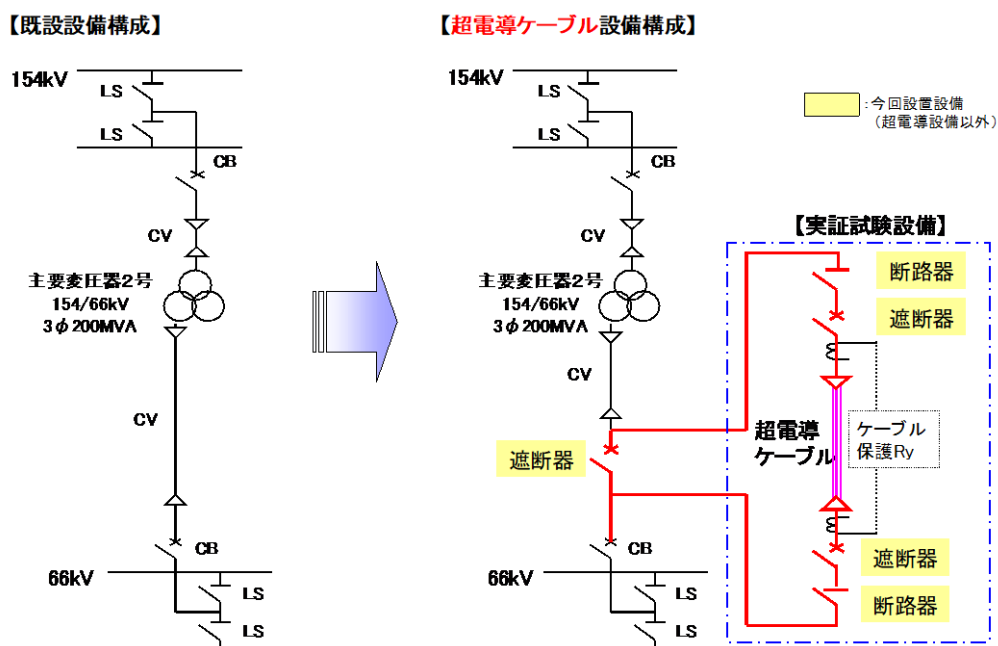


図 3.1-1 超電導ケーブル設備構成

短絡電流継続時間については主保護リレー動作時および遮断器の遮断失敗時などの後備保護リレー動作時の保護シーケンスを考慮して算出された。旭変電所における母線構成については供給信頼度、実証試験の継続性等を考慮して、主変1号変圧器を乙母線に、主変2、3号変圧器を甲母線に接続させた。超電導ケーブルが影響を受ける事故は、その様相から17パターンに集約できる。これらはさらに3つに大別される。図3.1-2に示した囲み数字はそれぞれ事故の様相により分類された番号を示している。○囲み数字(7~9)は超電導ケーブル直近(バンク保護リレー保護範囲内)で事故が発生する場合で、バンク保護リレーが動作し、バンク両端の遮断器がトリップする結果、事故直後の課電通電が「無」となる場合である。一方、□と△の囲み数字はいずれも、バンク保護リレーの保護範囲外で事故が発生する場合で、□(3,10)は事故除去直後の課電通電が「無」となる場合、△(1,2,4~6,11~17)は「有」となる場合である。なお、バンク保護リレーの保護範囲外での事故を「もらい事故」と呼ぶこととする。

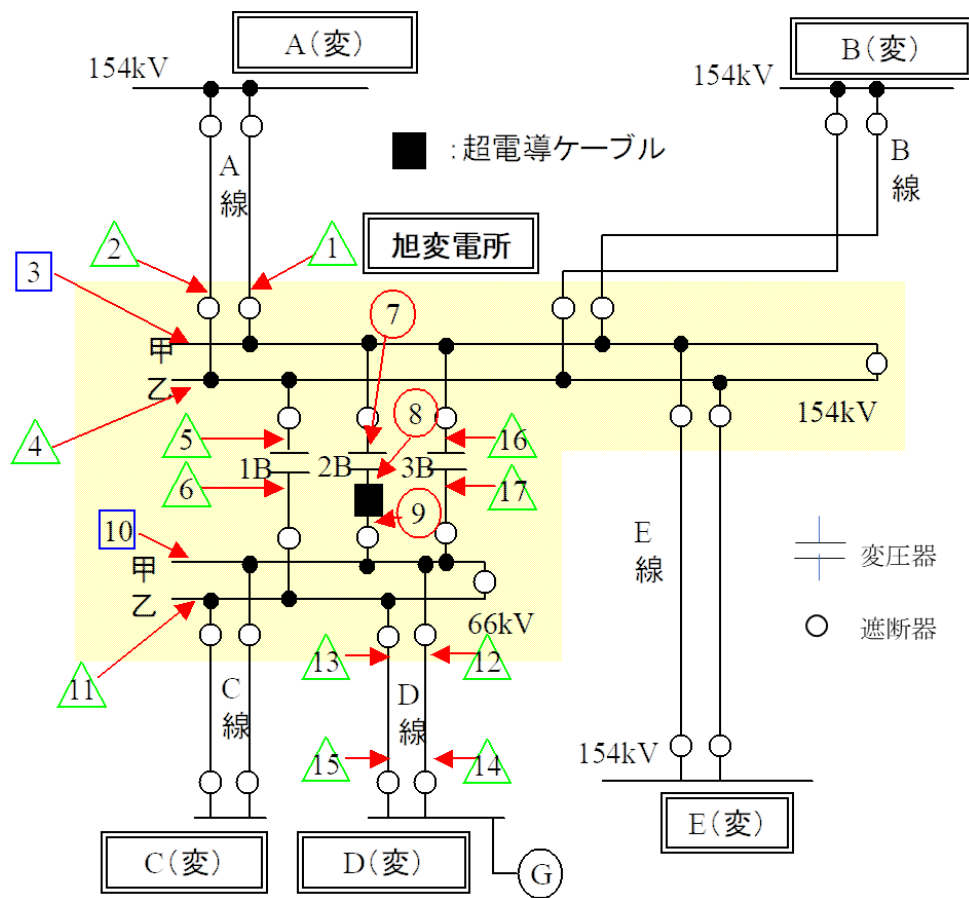


図 3.1-2 短絡電流計算に用いた系統図および事故パターン⁽¹⁾

図 3.1-3 に短絡電流および事故継続時間の計算結果を示す。図 3.1-3 には上述した○、□、△のプロットに加え、塗りつぶしたプロット●、■、▲も示してある。塗りつぶしていないプロットについては主保護リレーが動作した場合であり、塗りつぶしたプロットは主保護リレーが不動作もしくは遮断失敗などにより、結果として後備保護リレーが動作して事故除去される場合である。なお、図 3.1-3 中には系統機器に求められる短絡電流のスペックである 31.5 kA-2 sec もあわせて掲載した。

図 3.1-3 から超電導ケーブルコアに流れる短絡電流条件を求めたところ、事故直後の課電通電が「無」となる短絡事故は 0~18 kA-2 sec および 0~10 kA-3 sec の範囲におさまることがわかった。一方、事故直後の課電通電が「有」となる短絡事故は 0~10 kA-2 sec の範囲におさまることが判明した。

	主保護Ry動作	後備保護 Ry動作	備考
超電導ケーブル直近事故 (バンク保護リレー保護範囲内)	○	●	事故直後課電通電「無」
もらい事故(事故電流通過) (バンク保護リレー保護範囲外)	□	■	事故直後課電通電「無」
	△	▲	事故直後課電通電「有」

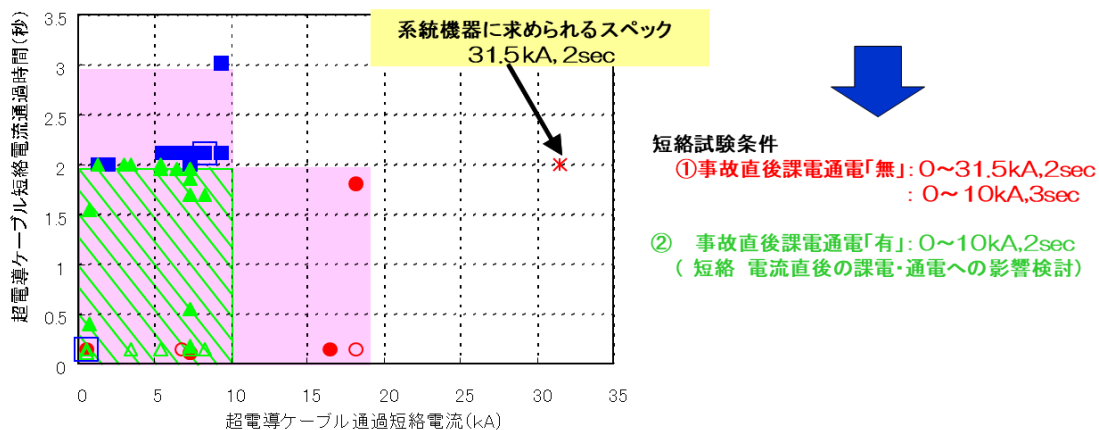


図 3.1-3 短絡電流計算結果⁽²⁾

3.2 短絡電流対策と超電導ケーブル設計

3.1 節において、横浜プロジェクトの短絡電流解析で、超電導ケーブルの直近事故の場合、実際に流れる最大の短絡電流は 18kA/2sec であることが判った。この場合、直近のバンク内事故であり、即時再送電は行われない。ただし、横浜プロジェクトでは、最大の短絡電流は遮断器の規格にある 31.5kA/2sec とした。一方、事故後の課電通電有、すなわち即時再送電を行う必要がある場合の短絡電流の最大は 10kA/2sec であった。

31.5kA/2sec の短絡電流を超電導状態で流すには、非常に多くの本数の超電導線材が必要で、ケーブルの寿命期間に発生するかしないかの短絡電流のために、定格電流の 10 倍以上を流すための超電導線材を用いることは不経済であるといえる。例えば、超電導線 1 本あたりの I_c を 200A とすれば、短絡電流 32kA を I_c 以下で流そうとすると、 $32000 \times \sqrt{2} / 200 = 226$ 本が、少なくとも必要になる。2.2 節で検討した横浜ケーブルでは導体 I_c が 6000~7000A で、実際の本数は 50 本程度であったことを考えると、短絡電流を超電導状態で流そうとすると非常に多くの超電導線材が必要になる。

従って本節では、短絡電流が流れた場合は超電導状態から常電導状態に移り、抵抗による発熱が発生することを許容することとし、その発熱による温度上昇を抑制する構造を検討した。

また、31.5 kA の短絡電流条件は、超電導ケーブル直近で事故が発生した場合であり、短絡電流通過直後に送電されることはない。しかしながら、「もらい事故」の場

合は、即時再送電が行える状態でなければならない。本節では、もらい事故の最大電流「10 kA、2sec」に対してケーブルが即時課電可能なことも検証した。

「もらい事故」について以下補足説明する。

超電導ケーブルの極近傍で短絡事故が発生した場合、事故点は大きなダメージを受けており、すぐに電力は送電できない状態になる。事故点が極近傍であるので、事故部分と超電導ケーブルとは一つの送電線路とみなされ、系統からすぐに切り離され、超電導ケーブルは電力をすぐに送電することはない。

一方、超電導ケーブルの遠方で短絡事故が起こった場合、やはり事故点は大きなダメージを受けすぐに電力は送電できない状態になる。しかしながら、この事故点を含む一部の送電線路は切り離され、並列している別の送電線路で電力送電がすぐに再開される。この場合は、超電導ケーブルに短絡電流が流れたあと、すぐの電力送電が行われる。これを自分自身の事故ではなく、他からの「もらい事故」と呼んでいる。

3.2.1 短絡電流迂回構造

短絡電流が流れた場合、超電導状態を維持できないことを許容し、抵抗による発熱が発生しても、ケーブルが健全である設計とする。そのためには、臨界電流以上の短絡電流が流れた場合に、超電導線材以外の常電導保護層に電流を分流させ、発熱を小さくすることで、温度上昇を抑制する必要がある。ここでは、それが可能な構造として、導体層では超電導線材を巻き付けるフォーマに短絡電流が分流できる設計を採用した。また、超電導シールドにおいても、短絡電流通過時には同レベルの電流が誘導されると想定され、シールドにも短絡電流を分流する常電導シールド層を設けることとした。

横浜プロジェクトの超電導ケーブルでは、ケーブル外径をコンパクトにするため、超電導線の機械特性を考慮して、表 2.2.2-1 に示すように外径 18 mm（断面積 140mm^2 ）の銅撚線フォーマを用いた。また、超電導シールド層の外側に銅シールド層（断面積 80mm^2 ）を設けた。これらの、フォーマ、銅シールド層が、温度抑制に機能するか否かを調べるために、シミュレーションと短尺ケーブルによる試験を行った⁽³⁾。

(1) シミュレーションによる検討

31.5 kA、2sec の短絡電流が流れた際のケーブルコア内の温度上昇シミュレーションを実施した結果を図 3.2.1-1 に示す。シミュレーションは、ケーブルコア断面半径方向の一次元円筒モデルを使い、断熱条件において、超電導層の過電流特性や常電導層の熱物性値の温度依存性を考慮した過渡電流分布解析及び過渡熱伝導解析の連成に

より実施した。超電導導体層及び超電導シールド層の温度上昇 (ΔT) は、それぞれ約 120 K、約 110 K であった。

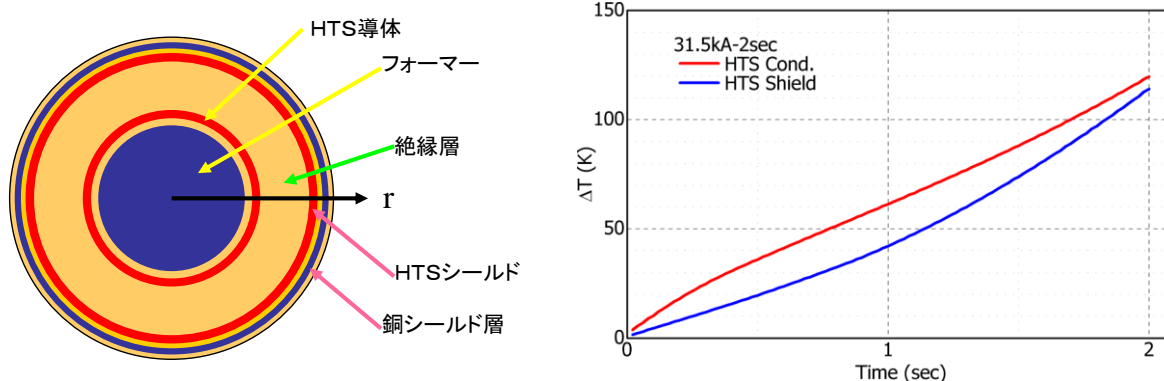


図 3.2.1-1 シミュレーションモデルの概要と解析結果

(2) 短尺サンプルでの短絡電流試験

超電導ケーブル導体に最大 31.5 kA、2 秒の過電流が流れても導体が健全であることを確認するため、図 3.2.1-2 に示す短絡発電機（容量 400MVA ($\sqrt{3} \times 13.2\text{kV} \times 17.5\text{kA}$)) を用いた試験設備にて、過電流が流れた際の温度上昇の確認及び、過電流が超電導特性に与える影響について検証した。

短絡試験は、図 3.2.1-3 に示すように、約 2.7 m の 2 本の超電導ケーブルコアを並べ、2 本のコアのシールド層を短絡、閉回路とした状態で導体層に直列往復通電を行うことで、シールド層に遮蔽電流を流す方式とした。試験サンプル及び試験場の写真を図 3.2.1-4 に示す。試験サンプルの諸元は表 3.2.1-1 に示すとおりであり、フォーマ (140 mm²)、超電導導体 4 層、超電導シールド 2 層、銅シールド層 (80 mm²) でケーブルコアを構成している。試験サンプルの導体層の臨界電流 (I_c) は 6300 A、シールド層 I_c は 7700 A であり、計測素子として、短絡電流印加時のケーブルコア内部温度上昇を計測するための熱電対と、シールド層の誘導電流を計測するためのロゴスキーコイルが取り付けられている。

31.5 kA、2sec の短絡電流印加時の導体層及びシールド層の電流波形を図 3.2.1-5 に示す。シールド層には導体層とほぼ逆位相の電流が誘起されるが、シールド層の温度上昇と共に誘導電流は減衰していく。

過電流印加時の導体の温度上昇を図 3.2.1-6 に示す。最大 31.5 kA、2sec 印加時の温度上昇は、超電導導体層で約 120 K、超電導シールド層で約 110 K である。同図中には、31.5 kA、2sec の短絡電流を印加した場合のシミュレーション結果も示しているが、試験結果はシミュレーション結果とよく一致していることが判る。

短絡電流試験後の導体の健全性を確認するために実施した臨界電流測定結果を、試験前の測定結果と合わせて図 3.2.1-7 に示す。試験前後において、導体層及びシール

ド層の臨界電流に変化は見られず、最大 31.5 kA、2sec の短絡電流に対してケーブルコアにダメージが発生しないことを確認した。

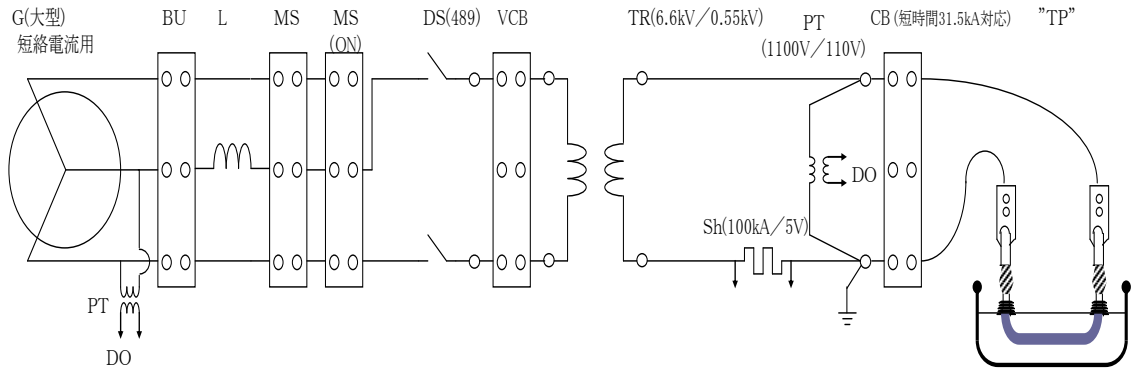


図 3.2.1-2 短絡電流試験回路の概要

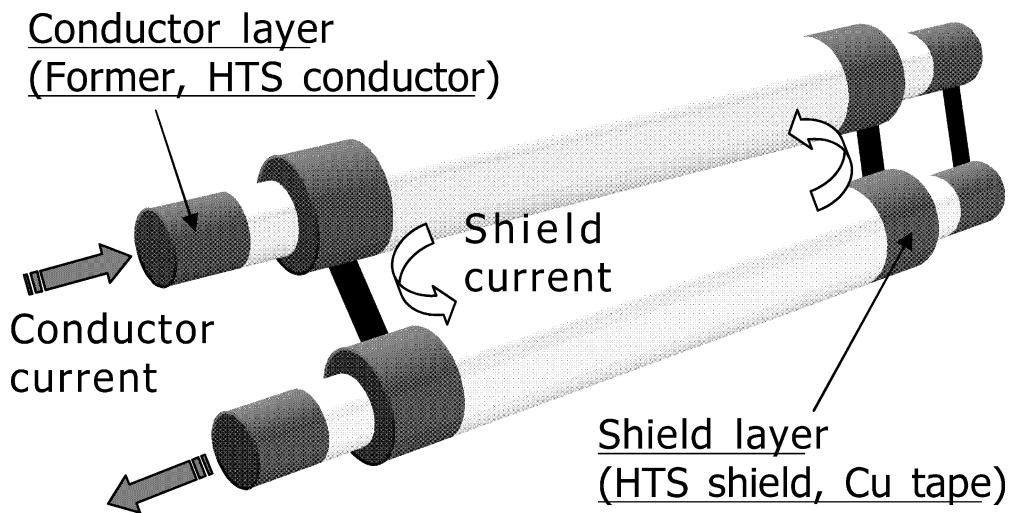


図 3.2.1-3 短絡電流試験サンプルの概要⁽⁴⁾



図 3.2.1-4 試験サンプル及び試験場の写真

表 3.2.1-1 超電導ケーブル導体の諸元

構造	超電導線材	外径(mm)	備考
フォーマ		18	Cu 撚線フォーマ(140mm ²)
HTS 導体層	HT/HT/ACT/ACT	22	4 層
主絶縁層		35	PPLP
HTS シールド層	HT/HT	37	2 層
Cu シールド層		43	銅テープ (80mm ²)
臨界電流	導体 Ic=6300 A、シールド Ic=7700 A (定義：1 μV/cm、77 K)		

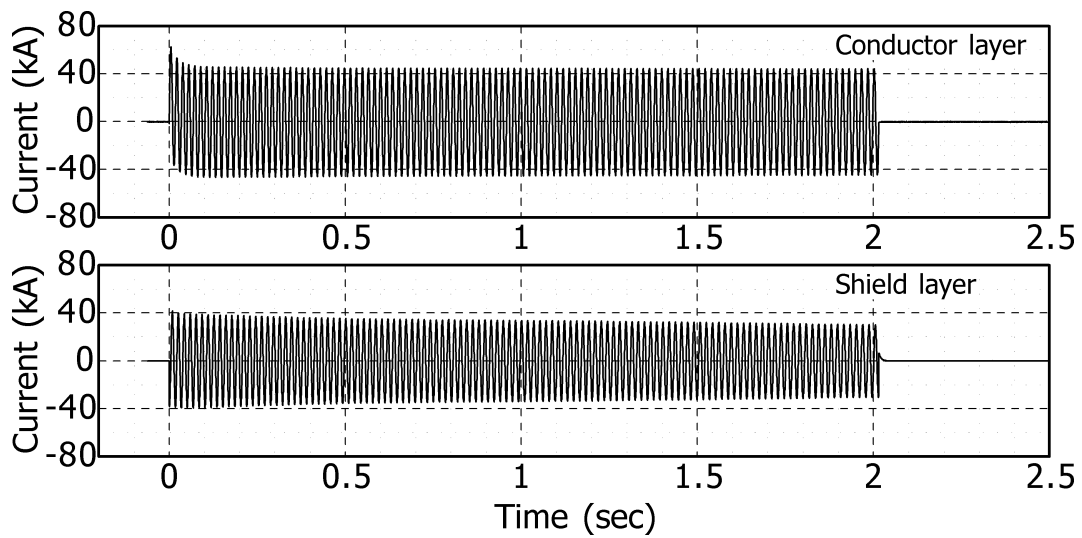


図 3.2.1-5 短絡電流試験時の電流波形⁽⁴⁾

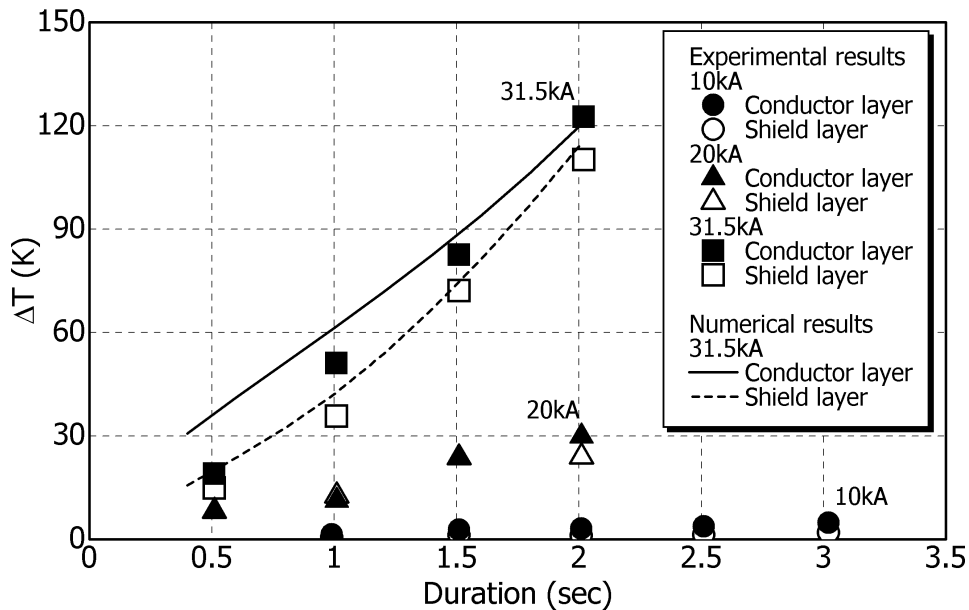


図 3.2.1-6 短絡電流試験時の導体温度上昇⁽⁵⁾

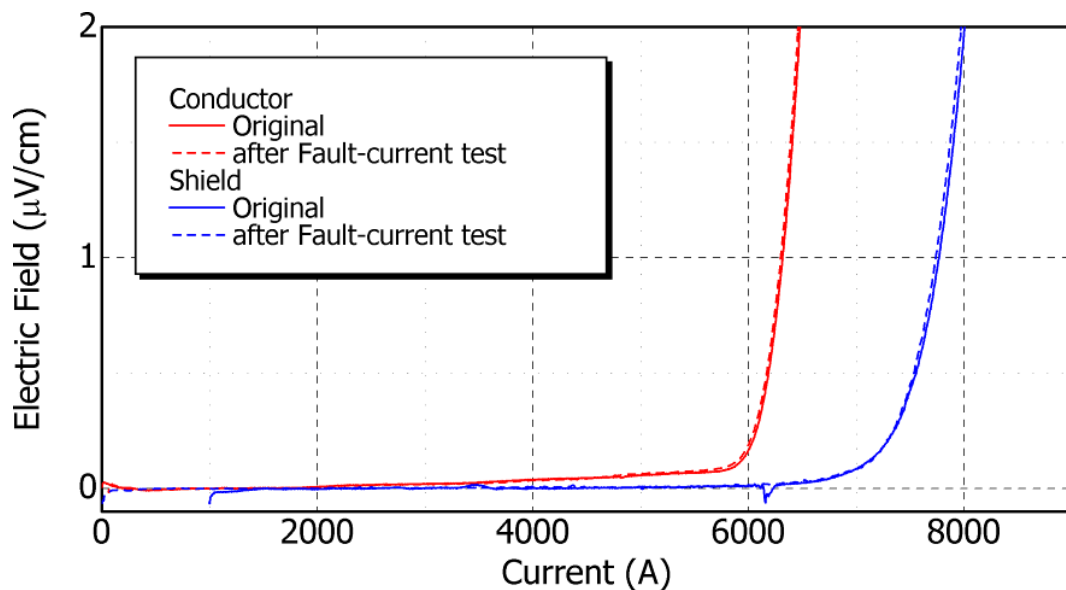


図 3.2.1-7 短絡電流試験前後の臨界電流測定結果

3.2.2 短絡電流通電直後の定格電圧課電試験

超電導ケーブル導体にもらい事故による短絡電流が流れた直後に、対地定格電圧 ($66\text{kV}/\sqrt{3}=38.1\text{kV}$) 以上の「40 kV」が課電可能か検証した。

試験回路の概要は図 3.2.2-1 に示す通りであり、短絡発電機を用いて短絡電流を印加した直後に課電回路に切り替え、連続課電を実施した。短絡電流印加後に連続課電に切り替える時間は約 50 msec である。なお、本試験では、シールド層を接地した状態で、短絡電流を導体層のみに印加し、直後に導体層に対して対地 40 kV の課電を実施した⁽⁴⁾。

試験サンプルは、図 3.2.2-2 に示すように、中心にジョイント部を、端部にストレスコーンを有する約 4m のケーブルコアである。試験サンプル及び試験場の写真を図 3.2.2-3 に示す。

図 3.2.2-4 は、導体層に 10 kA、2sec の過電流を印加した直後に、40 kV の課電を実施したときの電流及び電圧波形を示している。このとき、試験サンプルは絶縁破壊することなく安定に連続課電できることを確認した。

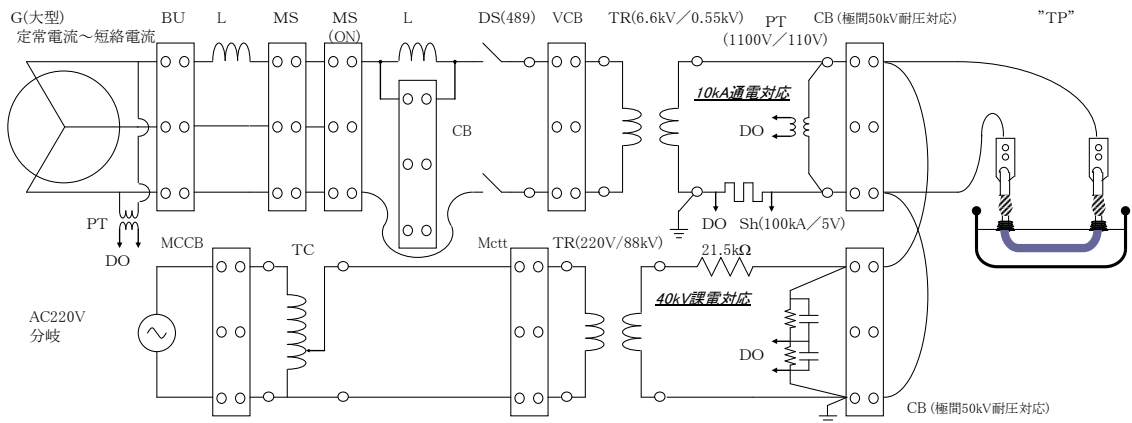


図 3.2.2-1 短絡電流事故後の課電試験回路

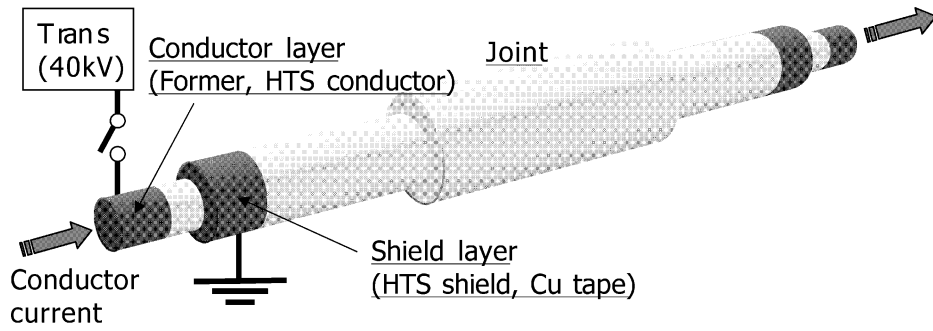


図 3.2.2-2 もらい事故模擬課電試験サンプルの概要⁽⁴⁾

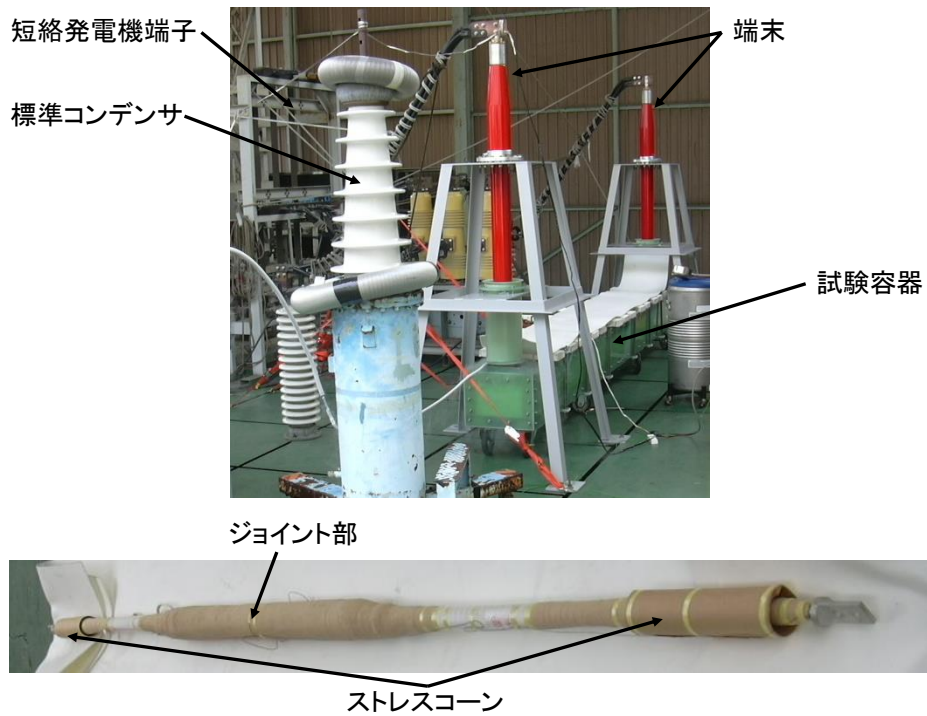


図 3.2.2-3 試験サンプル及び試験場の写真

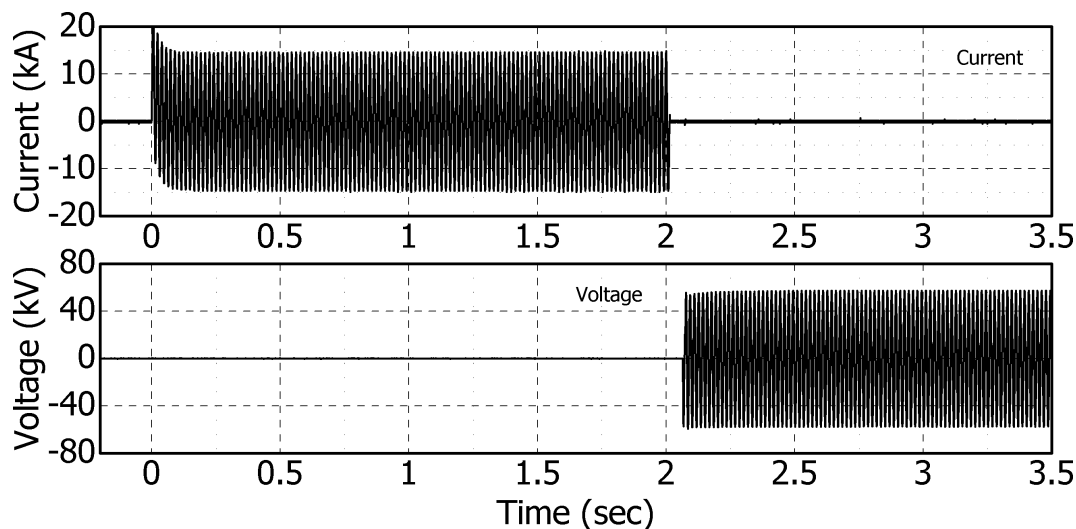


図 3.2.2-4 もらい事故模擬課電試験時の電流・電圧波形⁽⁴⁾

3.3 40m 超電導ケーブルでの短絡電流影響検証

これまで述べたように、66kV 級超電導ケーブルを実系統に導入した場合、短絡事故が発生することで定格を超える過大な電流がケーブルに流れる。将来的に超電導ケーブルが、例えば都市部における変電所間を結ぶようなケースに適用された場合は、km 級の長尺ケーブルとなるため、短絡電流通過による発熱が長尺ケーブルにどのように影響するかを検討しておく必要がある。

km 級の超電導ケーブルにおける短絡事故を試験により検証することは非常に困難なため、現象を模擬するような解析コードの開発が必要である。ここでは、解析コードの開発に向けた基礎特性の取得のため、40m 超電導ケーブルシステムで短絡電流模擬試験を行い、温度や圧力特性を取得した。ここでの短絡事故は、超電導ケーブルの外側で二相短絡事故が起こった場合を想定している。また、そのデータをもとに、解析コードを開発した。尚、解析コードの開発はプロジェクトメンバーである早稲田大学が主に担当したため、付録にてその概要を説明する。

3.3.1 40m 超電導ケーブル試験システム

短絡電流通過時の長尺ケーブルへの影響を調査するために、40m 長の超電導ケーブルシステムを構築した⁽⁶⁾。試験に用いた超電導ケーブルの構造を表 3.3.1-1 に示す。試験用ケーブルは 66kV、2kA の送電容量をもつが、表 3.2.1-1 に示す超電導ケーブルよりは線材本数が導体で 35 本、超電導シールドで 24 本少ない。線材 1 本あたりの Ag 断面積は 0.64m^2 、補強用 Cu は 0.54mm^2 であるので、臨界電流を超えた場合に電流が迂回する Cu や Ag の断面積は、導体で 43mm^2 、超電導シールドで 30mm^2 少

なくなる。このことを考慮し、本試験でのフォーマと Cu シールド層は、それぞれ 200mm²、114mm² とし、表 3.2.1-1 のケーブルよりも大きくしている。尚、三心の超電導ケーブルコアのうち、二心が超電導線の導体、シールドをもち、残り一心は Cu 線を用いたダミーである。

構築した 40m 級超電導ケーブルシステムの外観写真を図 3.3.1-1、システム構成の概略図を図 3.3.1-2、各部のセンサー取付け位置を図 3.3.1-3 に示す。試験は二相往復通電で行うため、端末 A 側で超電導ケーブルコアを電源と接続し、端末 B 側で超電導ケーブルコアを短絡している。液体窒素は端末 B 側から注入し、ケーブル内を流れ、端末 A 側から冷却システムへ戻っていく循環冷却方式とした。短絡電流試験時の温度や圧力の変化をケーブル内に配置した測温抵抗体や端末部に取付けた圧力計で測定した。

表 3.3.1-1 40m 級超電導ケーブルの構造⁽⁶⁾

Cable components	Specifications
Former	Cu stranded conductor (cross section area 200 mm ²)
SC conductor	2 cores with DI-BSCCO™ tapes、Ic=4240A 1 core with Cu tapes
Electric insulation	PPLP (thickness :7mm)
SC shielding conductor	2 cores with DI-BSCCO™ tapes、Ic=5060A 1 core with Cu tapes
Cu shielding conductor	3 layers with Cu tapes (cross section area 114 mm ²)
Protection layer	Cloth tape
Cryostat	Stainless corrugated pipes with thermal insulation



図 3.3.1-1 40m 級超電導ケーブル試験システム外観写真⁽⁶⁾

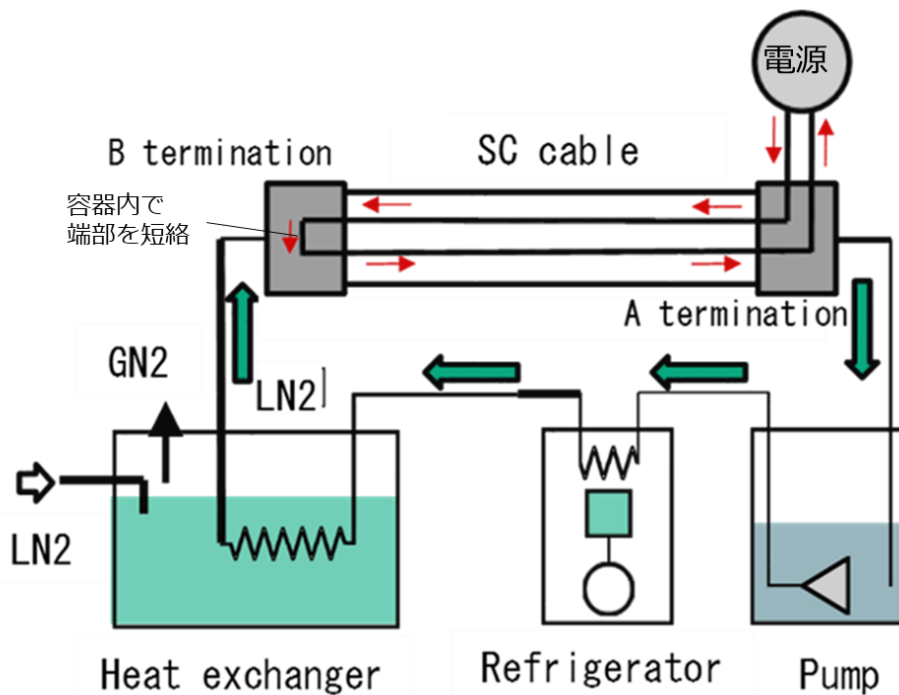


図 3.3.1-2 40m 級超電導ケーブル試験システム構成図⁽⁶⁾

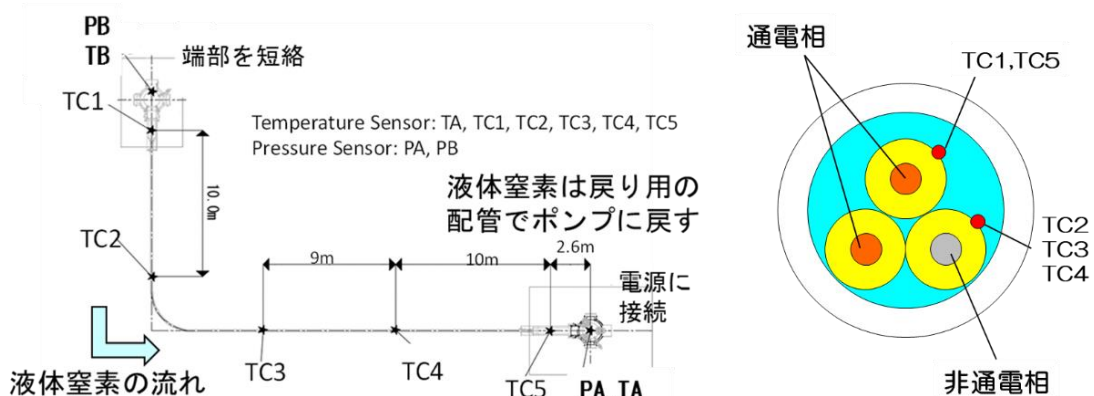


図 3.3.1-3 センサー等配置図⁽⁶⁾

ここで、超電導ケーブルに大電流を流すために、3.3kV の工場系統から変圧器と超電導ケーブルの L (インダクタンス) を補償する補償用コンデンサーを用いて、図 3.3.1-4 に示す回路を構成した。系統側の容量の問題で、電流値と電流継続時間には制限があり、31.5kA、2sec の電流は流せなかったが、3.3.2 項で示す 2 ケースについて試験を行った。

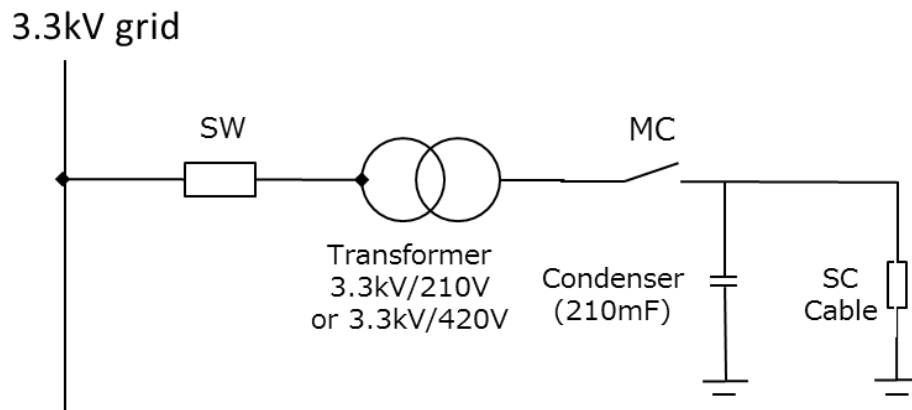


図 3.3.1-4 40m 試験における回路構成図⁽⁶⁾

3.3.2 短絡電流通過後の温度、圧力変化

(1) 大電流通電試験

系統側の制限から、本回路に流せる最大電流として、28.5 kA、0.6 sec の通電試験を行った。液体窒素のケーブル入口温度と圧力は、68 K、260 kPaG、液体窒素の流量は 42 L/min である。通電した導体電流と誘導されたシールド電流の測定結果を図 3.3.2-1 に示す。シールド電流の誘導率は 80% 程度であるが、これは I_c を超える電流が流れたために、シールド側に抵抗が発生したためと考えられる。

この時のケーブル内部の温度変化を図 3.3.2-2、圧力と流量の変化を図 3.3.2-3 に示す。測定された温度上昇の最大は、TC1 で 2 K であった。温度上昇のピークは時間とともに、下流側の TC2、TC3 に移っていくことが観察された。TC1、TC5 は超電導通電相にセンサーが取り付けられているため、内部での発熱の影響が直接的に影響していると思われる。一方、TC2、TC3、TC4 は、ダミー相にセンサーが取り付けられているので、流れている液体窒素の温度を反映していると考えられる。TC5 の 2 つ目のピークが TC4 のピークから遅れて発生するのもこのためである。

圧力については、最大圧力上昇は 20 kPa であり、すぐに減少した。同じタイミングで流量の低下が観測されたが、ケーブル側の圧力が上がったためと考えられ、ケーブルの圧力が下がると流量も復帰している。

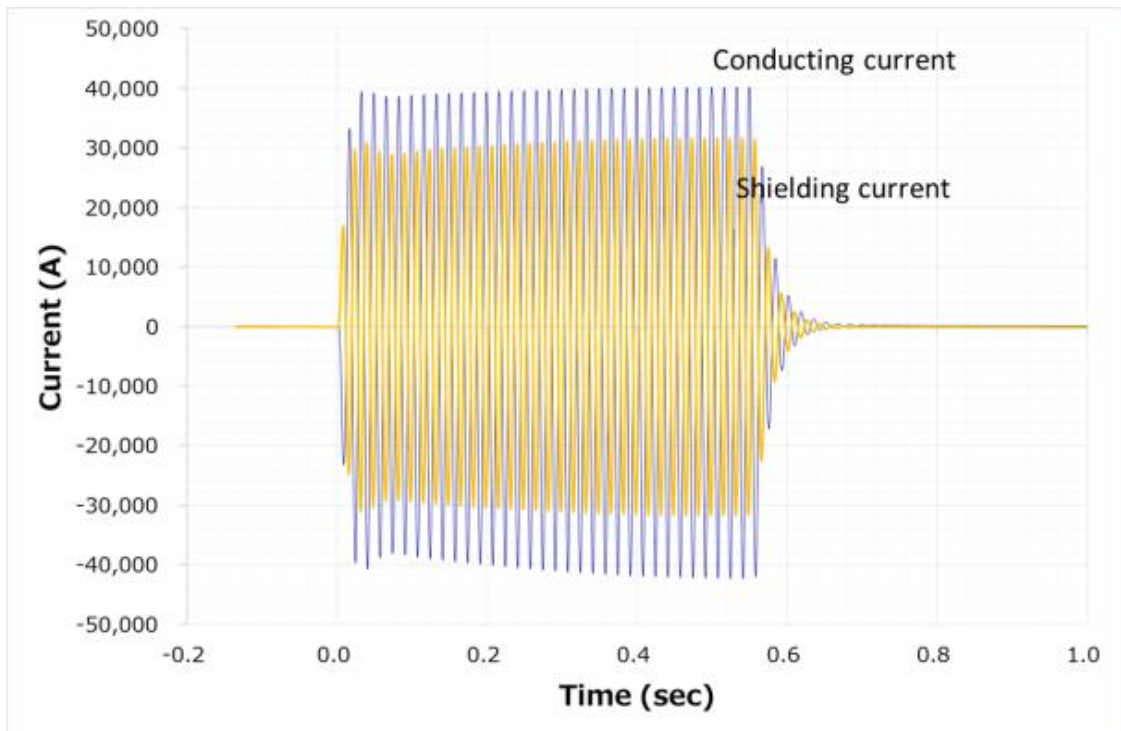


図 3.3.2-1 28.5 kA、0.6 sec 時の導体とシールド電流⁽⁶⁾

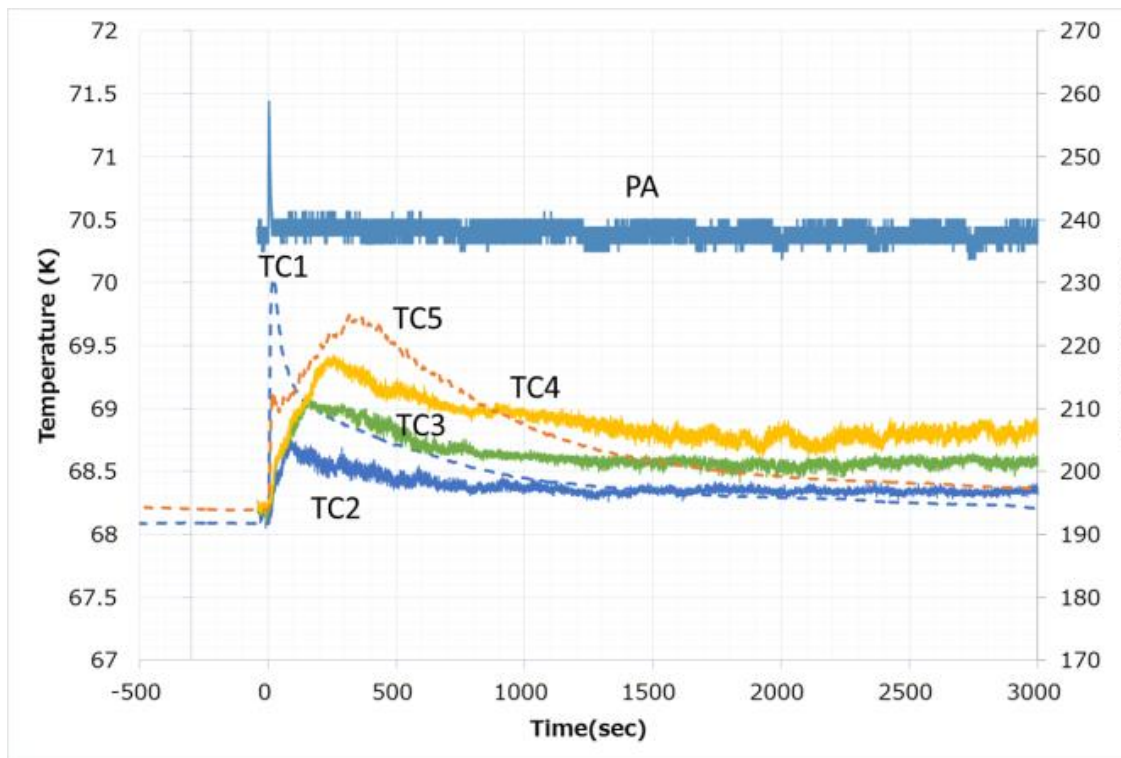


図 3.3.2-2 28.5 kA、0.6 sec 時のケーブル内液体窒素の温度変化⁽⁶⁾

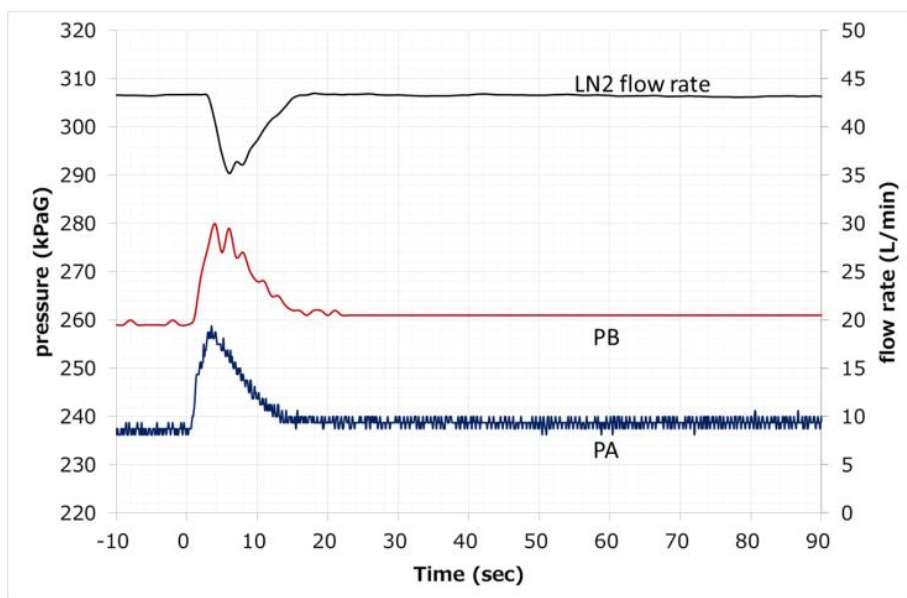


図 3.3.2-3 28.5 kA、0.6 sec 時のケーブル圧力と流量の変化⁽⁶⁾

(2) エネルギー等価試験

次に 31.5kA、2sec の電流が流れた際に発生する熱量 12MJ（短尺試験から推定）と等価の熱量が発生する条件として、16 kA、8.4 sec を選んで通電試験を行った。試験時のケーブル入口温度、圧力は、70 K、260 kPaG、液体窒素の流量は 42 L/min である。通電した導体電流と誘導されたシールド電流の測定結果を図 3.3.2-4A、トランス二次側の電圧を図 3.3.2-4B に示す。また、この時のケーブル内部の温度変化を図 3.3.2-5、圧力と流量の変化を図 3.3.2-6 に示す。尚、測定した電流、電圧から計算したエネルギー量は約 10MJ であった。

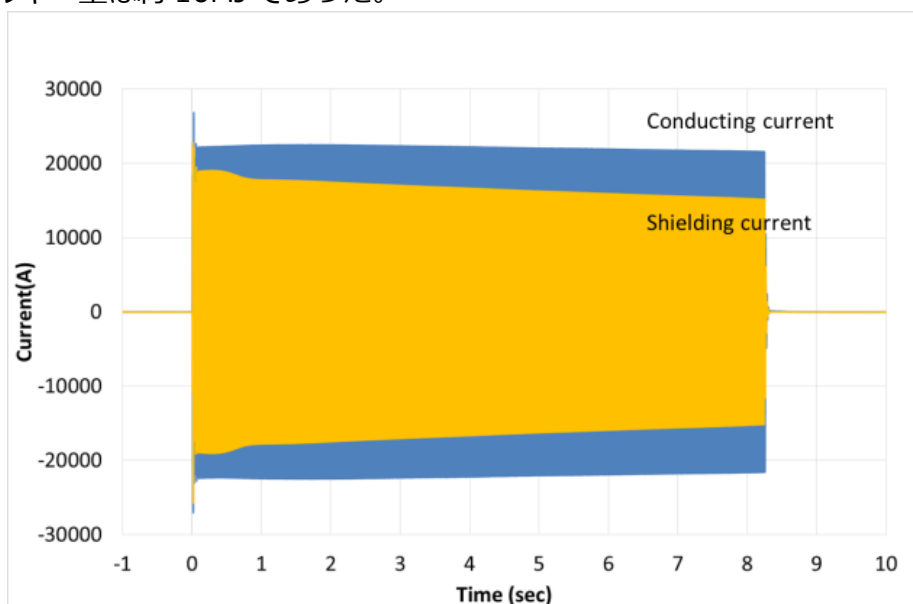


図 3.3.2-4A 16 kA、8.4 sec 時の導体とシールド電流⁽⁶⁾

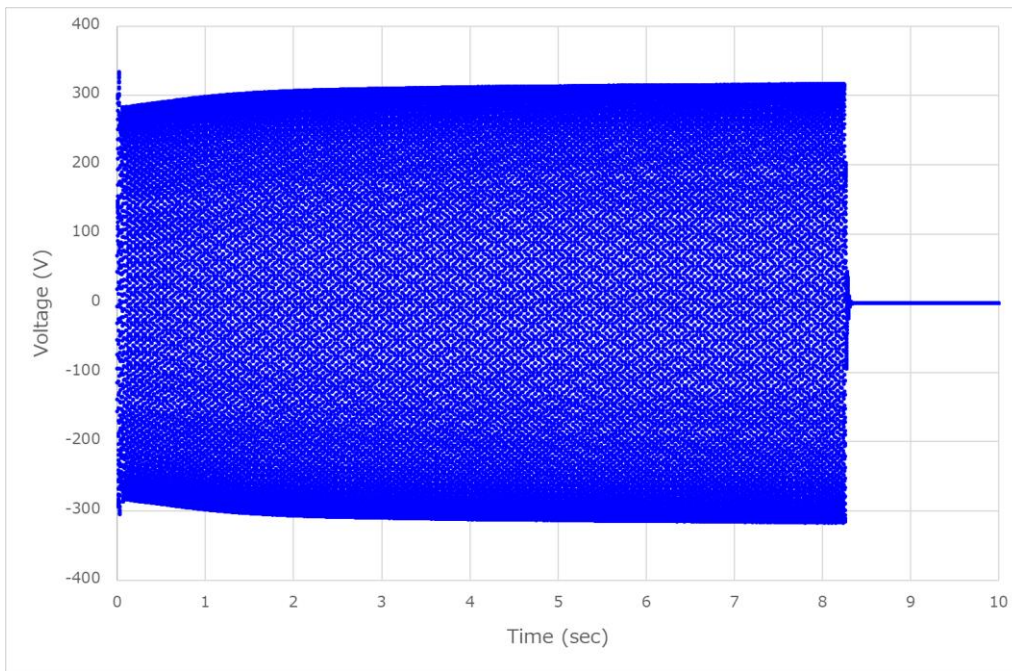


図 3.3.2-4B 16 kA、8.4 sec 時の電圧 (トランス二次側)

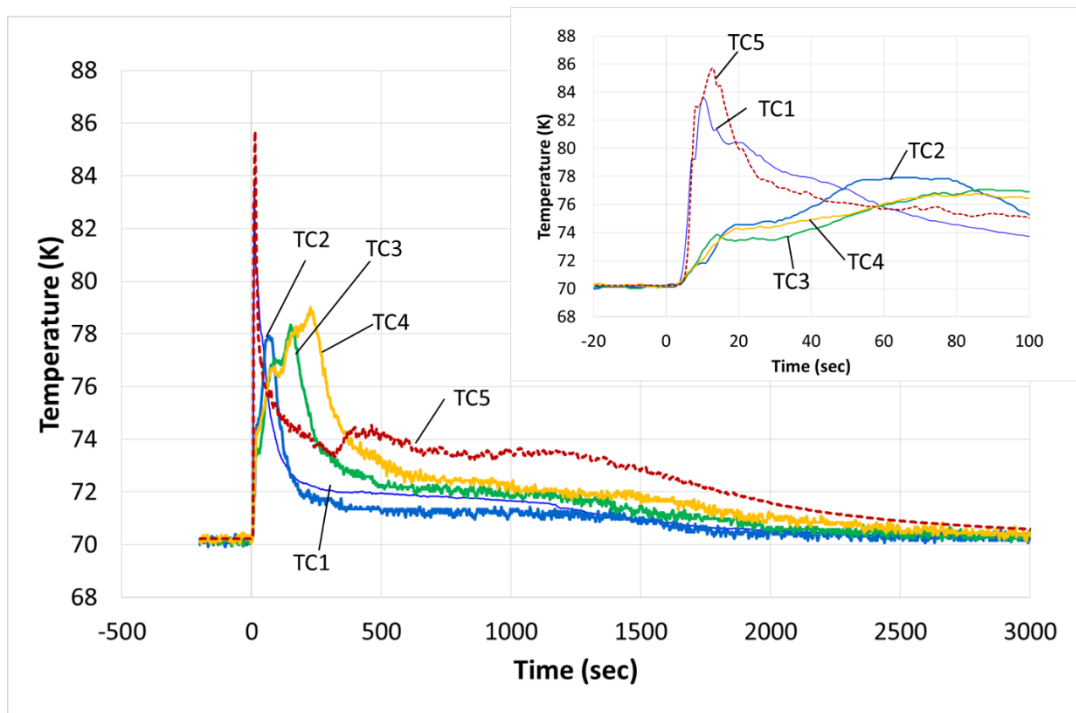


図 3.3.2-5 16 kA、8.4sec 時のケーブル内液体窒素の温度変化⁽⁶⁾

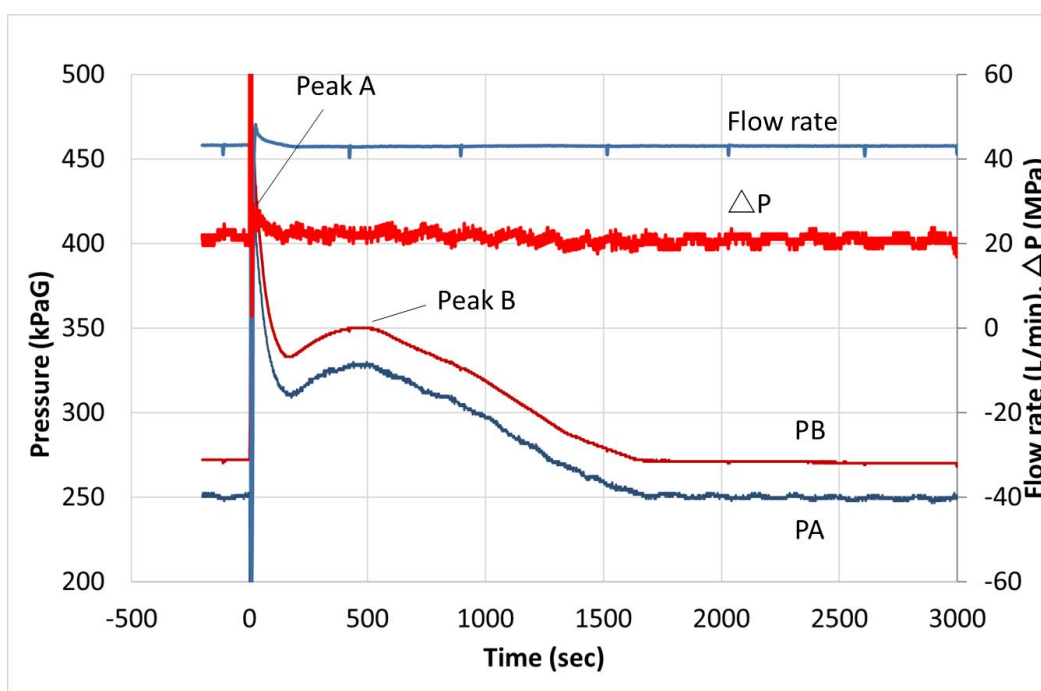


図 3.3.2-6 16kA、8.4 sec 時のケーブル圧力と流量の変化⁽⁶⁾

最大の温度上昇は、TC1 と TC5 で約 14K であった。大電流通電試験と同様に、温度のピークは、下流側の TC2、TC3、TC4 に移っていくことが観察された。一方、圧力上昇の最大値は、図 3.3.2-6 に示す Peak A で、約 230 kPa であった。このピークはすぐに下がったが、新たなピークとして Peak B が発生することが観察された。この 2 つのピークについては、次項にて原因を検討する。

大電流通電試験、エネルギー等価試験終了後、導体の I_c を測定したところ、試験前と比べて変化がないことを確認した。 I_c 測定時の電流、電圧特性を図 3.3.2-7 に示す。通電前後での I_c は同じで、4150A であった。この測定結果から、これらの通電において超電導ケーブルの I_c 特性に劣化がないことを確認した。

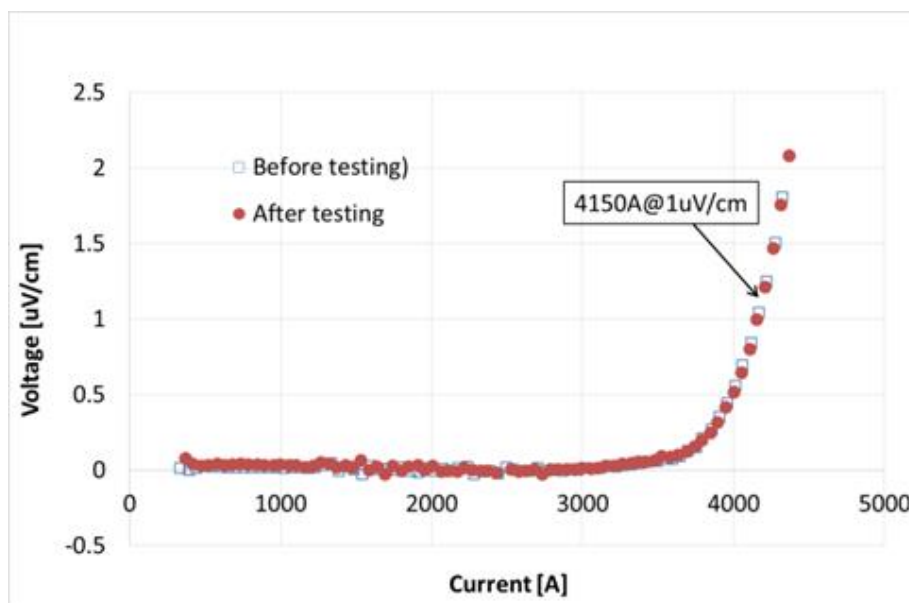


図 3.3.2-7 通電前後での導体 Ic 測定結果⁽⁶⁾

3.3.3 試験結果の解析

16kA-8.4sec を通電した際の試験結果の内、ケーブル内各部の温度変化の様子を図 3.3.3-1 に示す。尚、本図には、付録で示す解析コードを用いた解析結果も記載した。ケーブル各部の液体窒素温度 TC2、TC3、TC4 は入口側から出口側に向かって徐々にピーク値が現れ、その値も大きくなる。これは、液体窒素が上流から下流に流れる過程で、ケーブル部で発生した熱を受け取っていくためである。解析結果について、ピーク値は多少ずれているが、実測結果を概ね模擬できている。

また、圧力に関しては、図 3.3.2-6 に示すように、通電直後の急激な圧力上昇 (Peak A) と時間経過後の緩やかな圧力上昇 (Peak B) の 2 種類が確認された。これらの圧力上昇について考察する。

Peak A はケーブルコア通電直後に発生していることから、液体窒素の気化が要因と考えられる。短絡電流が流れることで導体層やシールド層が発熱し温度が上昇するが、液体窒素の沸点を超えるとガス化起こり、圧力が上昇する。図 3.3.3-2 に各試験条件における圧力の実測値と導体層及びシールド層の導体温度の計算値を示す。図より、シールド層の導体温度が 88K を超えたところから、圧力の実測結果が急上昇していることが判る。これは、200kPaG における液体窒素沸点が 88K であることから、シールド層の導体温度が 88K を超えた場合、液体窒素が気化したためと推定する。尚、導体層はシールド層より温度上昇が大きい、熱伝導の悪い PPLP で覆われているため液体窒素との熱交換がすぐに行えないため、圧力上昇に寄与していないと考えられる。これより、短絡電流が流れた際にシールド層付近の液体窒素が気化したことが圧力上

昇の要因と推定され、液体窒素の気化は相変化であるので「急」な圧力上昇につながったといえる。

一方、Peak B に関しては、通電時から遅れて発生している。試験から時間が経過すると液体窒素がケーブル部の熱を吸収し、その温度が上昇する。液体窒素の温度が上昇すると体積が膨張するが、ケーブルシステムは液相と気相を含む閉ループであることから、液相の体積膨張の分、気相の体積が収縮する。よって、ケーブルシステムの圧力が上昇する。この変化は、液の熱容量のため、温度上昇は「ゆっくり」とした変化になるので、圧力上昇も「ゆっくり」となる。また、ケーブルシステム内では温度が上昇した液体窒素が冷凍機で冷却され、再び液体窒素の体積が収縮する。しばらく時間が経過すると液体窒素の温度が試験前の初期状態に復帰することから、圧力も温度下降に伴い低下していき、初期状態に復帰する。この圧力の変化の様子が Peak B の様相と一致することから、液体窒素の体積膨張が Peak B の圧力上昇の要因と推定される。

図 3.3.3-3 に、圧力の実測値と、付録に示す解析手法で求めた圧力変化の解析結果を併せて示す。解析では液体窒素の気化に関しては考慮していないので、Peak A は計算できていないが、Peak B については圧力がゆっくりと上昇し、その後初期状態に復帰する様子を模擬することができている。

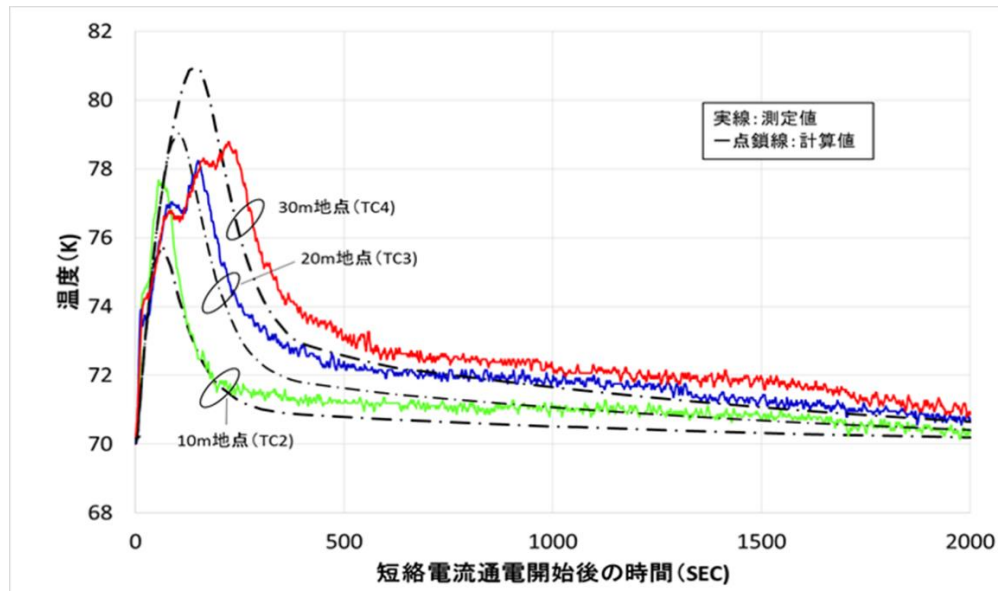


図 3.3.3-1 温度変化の実測値とシミュレーション結果⁽⁷⁾

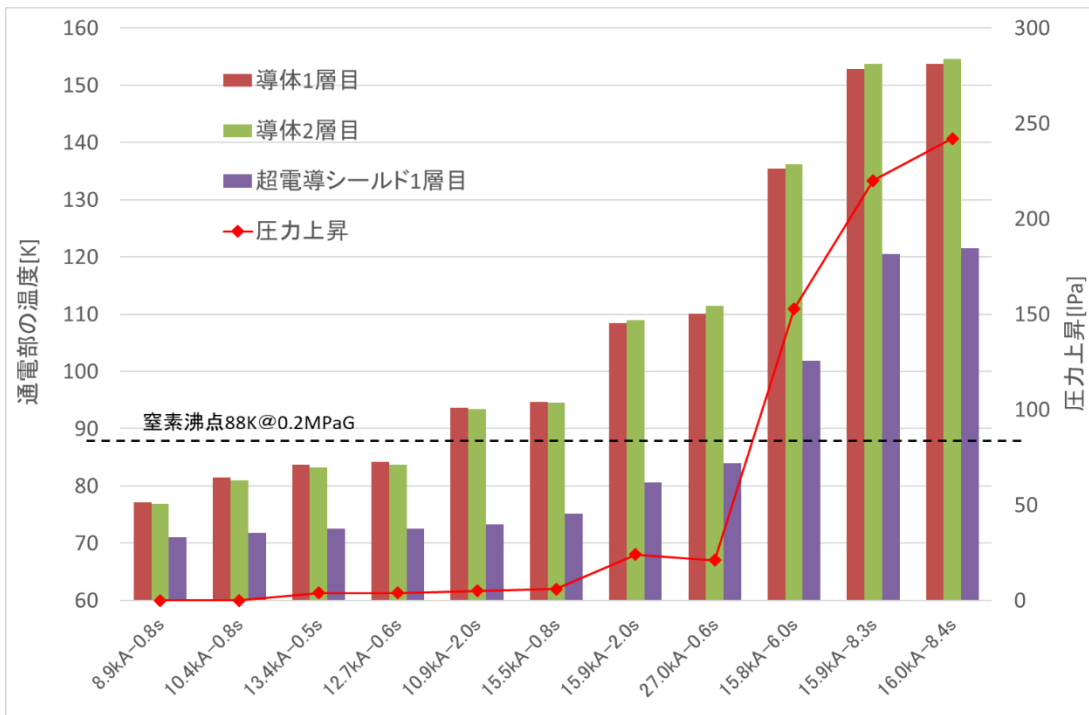


図 3.3.3-2 各試験電流での実測圧力とシールド部温度

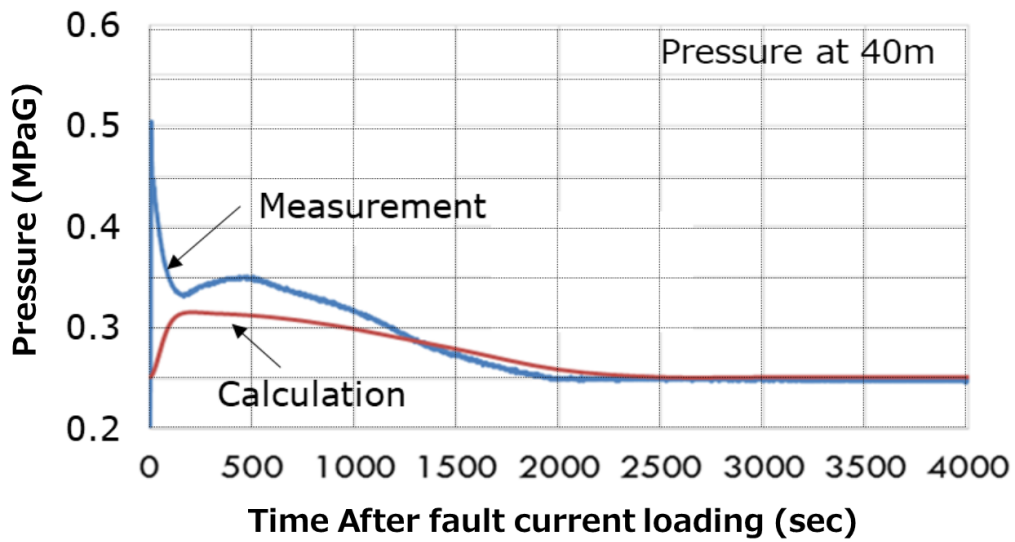


図 3.3.3-3 圧力変化の実測値とシミュレーション結果⁽⁷⁾

3.4 長尺超電導ケーブルへの影響検討

長尺超電導ケーブルの温度、圧力をシミュレーションするコード（付録参照）を用いて、実規模レベルの長尺ケーブルに短絡電流が流れた場合の超電導ケーブルの挙動をシミュレーションした。実規模級のシステムに関する解析として、3km の超電導ケーブルシステムに関する解析を行った。

3.4.1 計算モデルと計算条件

実線路をイメージした 66kV/200MVA 級の 3km システムの計算モデルを図 3.4.1-1 に示す。ケーブルは常時と予備の 2 回線で送電するシステムで、それぞれの回線は各冷却システムにて冷却される。液体窒素は各回線を巡回し、共通のリターン管にて冷却システムに戻ってくるものとした。この場合、ケーブル 1 回線がトラブルにより送電停止しても、残り 1 回線で電力を送電することができる。

尚、計算では、どちらか片側の回線に短絡電流（二相短絡）が流れた場合を想定して計算を行うものとし、ケーブル入口から出口までの温度、圧力分布を計算した。計算に用いたケーブル構造を表 3.4.1-1、計算条件を表 3.4.1-2 に示す。計算にはリターン管部の熱損は考慮していない。また、冷凍機の冷却容量は十分あるとして、ケーブル入口温度は常に一定に保たれるものと仮定した。

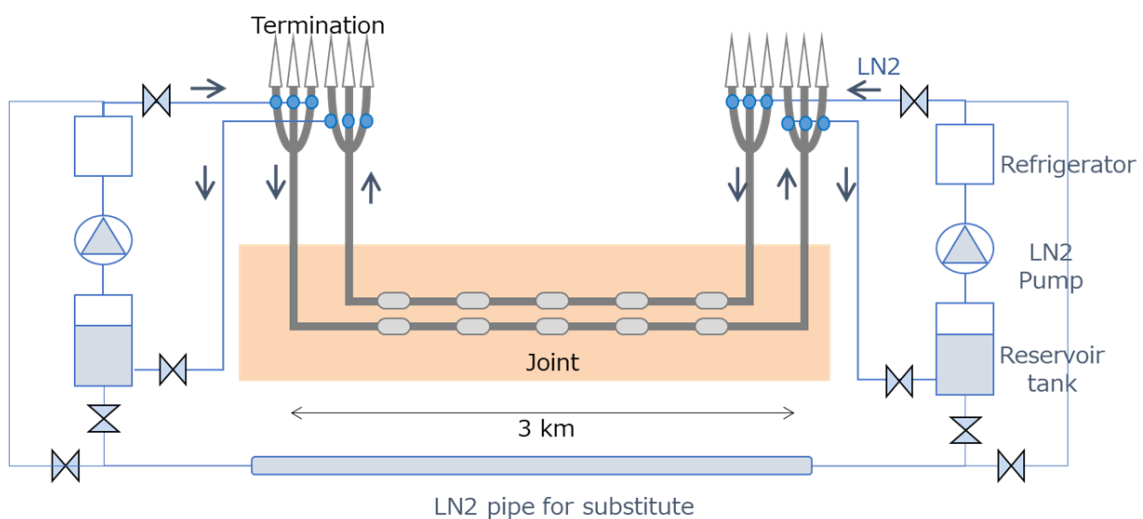


図 3.4.1-1 66kV 超電導ケーブルシステム概要図⁽⁷⁾

表 3.4.1-1 解析に用いたケーブル構造⁽⁷⁾

Items		Specifications
Rated voltage		66 kV
Nominal current		2 kA
Cable Type		3 cores in a cryostat
Cable Core	Former	Cu stranded (140mm ²)
	HTS Conductor	4 layers (with BSCCO tapes) Critical current: 6.9 kA @77 K
	Dielectric	PPLP 7mm ^t
	HTS Shield	2 layers (with BSCCO tapes) Critical current: 7.3 kA @77 K
	Protection	Cu tape (80mm ²)
3-core stranding		Tight 3-core stranding
Cryostat		Double-corrugated stainless-steel pipes & multilayer vacuum insulation

表 3.4.1-2 3km システム計算条件

項目	諸元	備考
ケーブル入口温度	67K	
リザーバ圧力	0.8 MPaG	LN ₂ がガス化しない圧力を選択
流量	60L/min	
交流損失	1W/m/ph	誘電損含む
断熱管侵入熱	2 W/m	@2kA
ジョイント損失	60W/箇所	@2kA

3.4.2 31.5kA/2sec 時の温度、圧力上昇

3km 超電導ケーブルに 66kV 系統の最大短絡電流条件である 31.5kA/2sec の短絡電流が流れた場合の温度、圧力の時間変化を計算した。尚計算においては、短絡通過時の発熱は、先の 40m ケーブルの実測値から表 3.4.2-1 に記載した発熱が発生するものとした。尚、計算に用いたリザーバタンクの気相体積は横浜プロジェクトでの実際の値である 5500L としている。

ケーブル長手方向の液体窒素の温度の計算結果を図 3.4.2-1 に示す。ケーブル中の液体窒素の温度は短絡電流通過後、その発熱により上昇していくが、ケーブル入口側から冷やされた液体窒素 (67K) が流入してくるので、ケーブル入口(0m)温度は、常に 67K になっている。1000m、2000m、3000m 部の温度は、温度上昇後、上流側からの冷やされた液体窒素により、ある時間が経てば、温度は下降に転じる。尚、液体窒素の温度は、3000m 地点の約 3000 秒後に最大 112K となる。

一方、圧力の計算結果を図 3.4.2-2 に示す。圧力は、同じく 3000 秒後に最大 3MPaG まで上昇する結果となった。これは、3.3 節の Peak B の解析で検討を行った通り、液体窒素が温度上昇することでその体積が膨張し、リザーバタンク部の気相部を押し上げることによるものである。断熱管の破裂圧力は 15MPaG 以上であるので、破裂は起こらないことが判った。

ケーブル内部の温度分布の計算結果を図 3.4.2-3 に示す。超電導シールドの温度は、最大 170K まで上昇するが、その構造上、液体窒素にて冷却されやすい配置にあるため、比較的早く冷却され温度が下降している。一方、超電導導体部の温度は、140K まで温度上昇した後、ゆっくりと下降している。これは、超電導導体を覆っている電気絶縁層の PPLP の熱伝導率が小さく、すぐには冷却されないことを示している。計算では、短絡電流が通過した後、1 時間以上は導体部の 2kA 通電時の臨界温度 92K を超えた状態が続いており、即時再送電は不可能となる。これらの温度、圧力上昇への対応策については、第 5 章で検討する。

表 3.4.2-1 31.5kA/2sec 時の計算条件

項目	諸元
短絡時の導体発熱量	74.0kW/m/ph
短絡時のシールド発熱量	88.6kW/m/ph

3.4.3 10kA/2sec 時の温度、圧力上昇

次に、3km 超電導ケーブルに横浜実証ケーブルで短絡電流通過後、即時再送電が必要な最大短絡電流である 10kA/2sec が流れた場合の計算を行った。短絡通過時の発熱は、表 3.4.3-1 に記載する。また、計算に用いたリザーバタンクの気相体積は 5500L である。

温度、圧力の時間変化を図 3.4.3-1、図 3.4.3-2 に示す。計算結果より、出口温度は最大 77K、圧力は最大 1.1MPaG の計算結果となった。また、ケーブル内部の温度変化を図 3.4.3-3 に示す。超電導導体部の温度が 76K まで上昇しているが、2 kA 時の臨界温度 92K を超えていないことが判る。本ケースの場合、発熱量が小さいことから、温度、圧力ともに、大きな変化はなく、即時再送電が可能であると考えられる。

表 3.4.3-1 10kA/2sec 時の計算条件

項目	諸元
短絡時の導体発熱量	3.4 kW/m/ph
短絡時のシールド発熱量	0.8 kW/m/ph

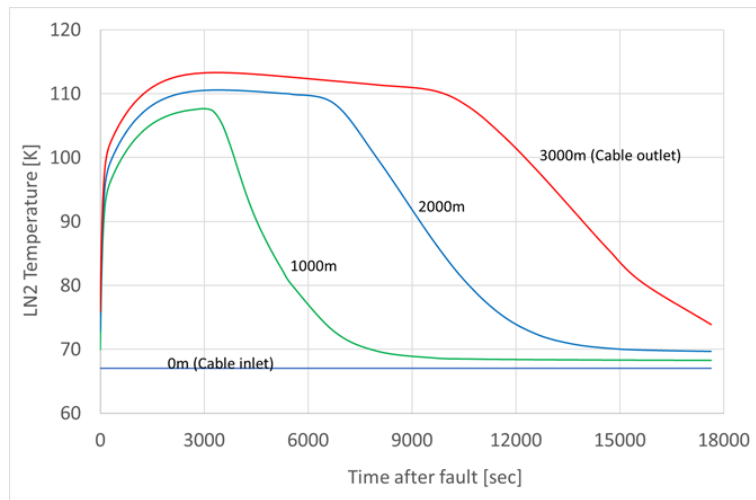


図 3.4.2-1 31.5kA/2sec 時のケーブル各部の温度変化⁽⁷⁾

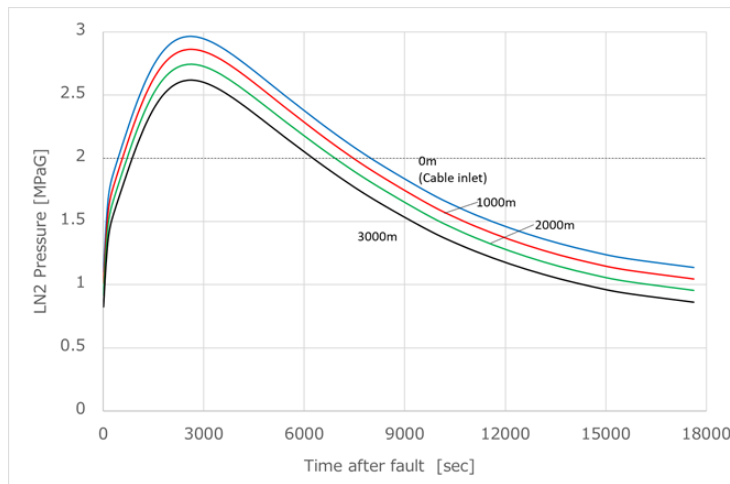


図 3.4.2-2 31.5kA/2sec 時のケーブル各部の圧力変化⁽⁷⁾

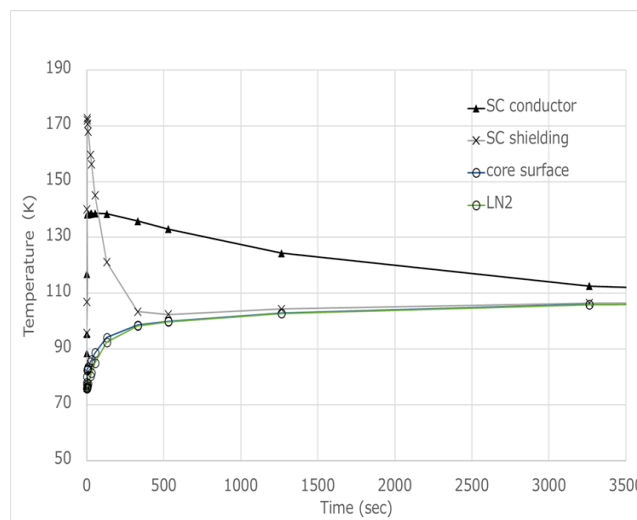


図 3.4.2-3 31.5kA/2sec 時のケーブル内部の温度分布 (3km 地点)⁽⁸⁾

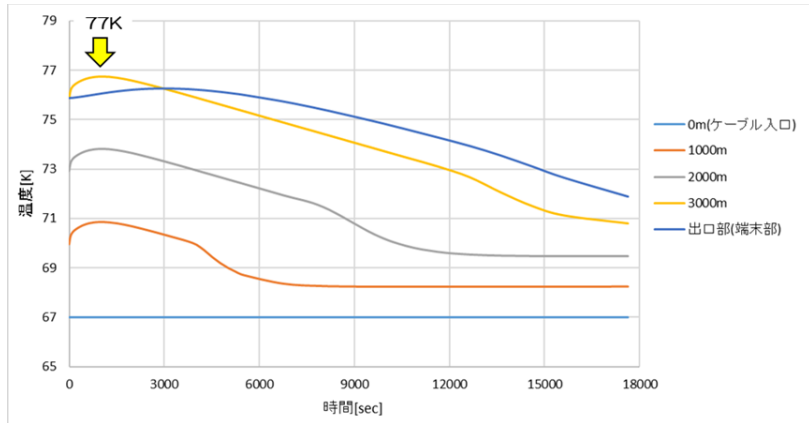


図 3.4.3-1 10kA/2sec 時のケーブル各部の温度変化

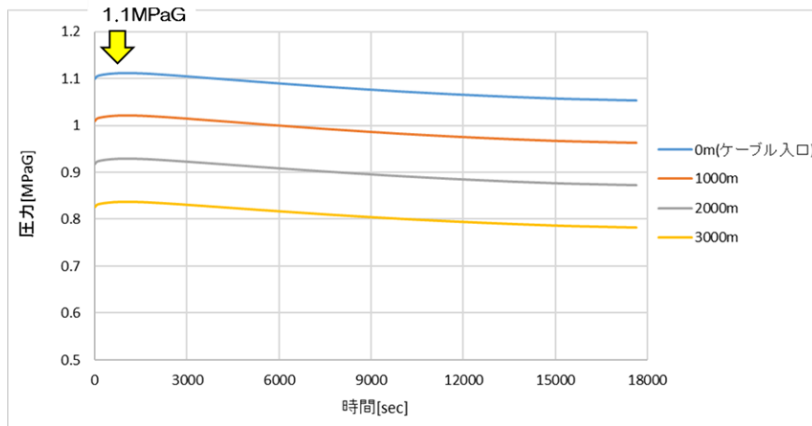


図 3.4.3-2 10kA/2sec 時のケーブル各部の圧力変化

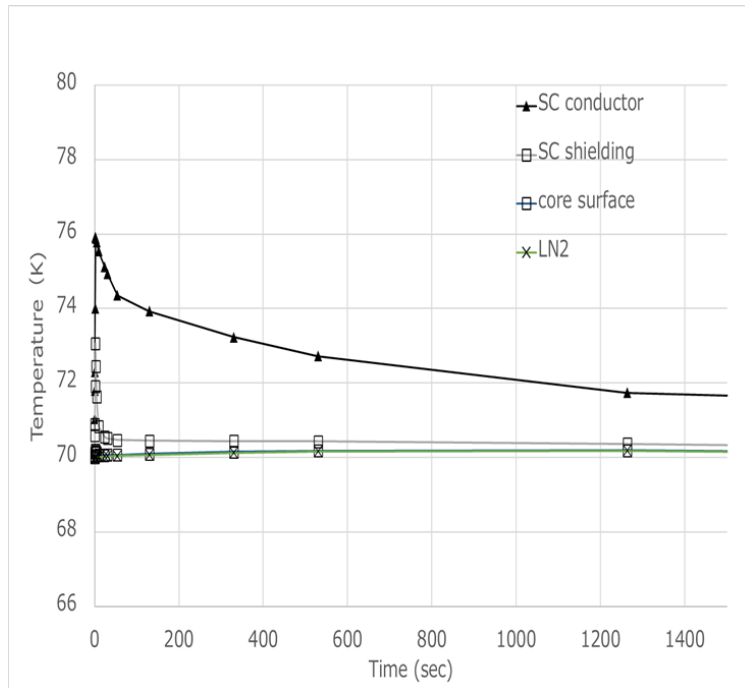


図 3.4.3-3 10kA/2sec 時のケーブル内部の温度変化(3km 地点)⁽⁸⁾

3.5 まとめ

本章では、超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合の現象解析や、その対応について検討した

3.1 節では、東京電力の旭変電所での短絡電流解析から、即時再送電が不要な場合は最大で 18kA、2sec、即時再送電が必要な場合は最大で 10kA、2sec の短絡電流が流れることが判った。ただし、即時再送電不要な場合の最大短絡電流条件は、遮断器の規格から 31.5kA、2sec とした。

3.2 節では、上記の条件をもとに横浜プロジェクトの超電導ケーブルの構造を検討し、短絡電流が流れた場合、銅撚線フォーマや銅シールドに電流が迂回するように設計し、フォーマ、銅シールドのそれぞれの断面積を 140mm^2 、 80mm^2 とした。この構造をもつ短尺ケーブルで 31.5 kA、2sec の短絡電流試験を実施し、各部の温度上昇がシミュレーション結果とよく一致すること、試験前後で試験サンプルに臨界電流特性の劣化がないことを実証し、本設計が有効であることを示した。

3.3 節では、長尺超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合、その発熱による液体窒素の温度・圧力への影響を調べるため、40m 超電導ケーブルシステムを構築し、短絡模擬試験を実施した。温度の実測値は開発した計算コードによる計算値と概ね一致することが判った。圧力については2つのピークが発生することが判り、peak A については、超電導シールド層の発熱による液体窒素の気化が原因であることを示した。peak B についてはシステム内の気相体積の変化によるものと推定し、計算コードに反映した。

3.4 節では、実用化時を想定した 3km 超電導ケーブルをモデルとして、短絡電流が通過した際の各部の温度・圧力を開発したコードで計算を行い、現象の把握を行った。31.5kA、2sec の場合、液体窒素の温度・圧力は、それぞれ 3000 秒後に 112K、3MPaG の最大値をとるが、断熱管の破裂圧力 15MPaG よりは小さく破裂は起こらないことが判った。導体部の温度解析から超電導導体の温度は1時間以上 92K（2000A での導体臨界温度）を超えており、即時再送電ができないことが判った。一方、10kA、2sec の場合は超電導部の温度は 76K までしか上昇せず、超電導状態を維持することができるので、即時再送電が可能であることが判った。

第3章の参考文献

- (1) 鬼頭 豊 等、「高温超電導ケーブル実証プロジェクトー短絡電流による影響検討ー」、平成 20 年度電気学会電力・エネルギー部門大会 266
- (2) Takato Masuda, et.al., "A new HTS cable project in Japan", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No.3, pp.1735-1739 (2009)
- (3) 大屋 正義 等、「高温超電導ケーブル実証プロジェクトーケーブル導体に関する検討ー」、平成 20 年度電気学会電力・エネルギー部門大会 265
- (4) 大屋 正義 等、「高温超電導ケーブル実証プロジェクトー耐短絡電流特性に関する検討ー」、平成 21 年電気学会全国大会、5-102
- (5) Masayoshi Ohya, et.al., "Japan's First Operation of High-Temperature Superconducting Cable Systems in Live Grids (High-Temperature Superconducting Cable Demonstration Project)", SEI Technical Review, No. 70, pp. 84 – 93 (2010)
- (6) Takato Masuda, et. al., "Safety and Reliability of 66-kV Class HTS Cable Systems in Short-Circuit Current Accidents-Experimental Results on 40-m Cable System", IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 27, No. 4 (2017)
DOI: 10.1109/TASC.2017.2656625
- (7) Takato Masuda, et.al., "Simulation studies of fault events in 66 kV superconducting cable", IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 31, No. 5 (2021)
DOI: 10.1109/TASC.2021.3063663
- (8) Takato Masuda and Tomoo Mimura, "A study on the actual application of superconducting cables to the network -Studies for short circuit fault and ground fault-", submitted to 15th European Conference on Applied Superconductivity (EUCAS 2021), 85, Sept. 9th in 2021, on the web

第4章 地絡事故時における影響検討

本章では、超電導ケーブル内で絶縁破壊による地絡事故が起こった場合について検討する。

4.1 節では、従来の電力ケーブルに地絡事故が起こった場合の例を紹介するとともに、超電導ケーブルの場合は断熱管破損による液体窒素の漏洩が周囲へ影響及ぼすリスクがあることを示す。

4.2 節では、液体窒素の漏洩を防ぐために、断熱管の保護方法として、保護層の材料や構成を地絡模擬試験により検討した。

4.3 節では、事故により液体窒素がマンホールに漏洩した場合を検討する。1/4 モデルマンホールを用いて漏洩試験を行い、内部の圧力や温度変化を測定するとともに、シミュレーション手法を開発し実験結果との比較を行う。

4.1 実系統における地絡事故

実系統に布設されている電力ケーブルに地絡事故が起きると、ケーブルが破壊され送電が停止するだけでなく、火災が発生し、周囲を巻き込む大事故や公衆災害につながる危険性がある。最近では、2016年に埼玉県「新座洞道」で発生した地絡事故がある⁽¹⁾。この事故は、新座市にある東京電力の地下送電設備（洞道）から出火したものである。洞道内の高圧送電ケーブルは、新座変電所から豊島変電所へ伸びるもの（城北線）で、火災による焼傷のため送電が停止し、東京都の中心部である新宿区や千代田区など延べ58万戸が停電した。東京電力は配電網を調整したため、停電については1時間程度で解消した。死傷者は出なかったもののサーバのダウンやエレベーターの閉じ込めが相次いだ。消火活動は、洞道と並行する国道254号を交通規制して行われたが、横坑への注水が難航し、鎮火は翌日未明となった

この事故について、東京電力パワーグリッドが事故現場の状況をもとに原因を推定したところ、18本の送電ケーブルのうち1本のケーブルの絶縁状態に異常があったことが判った（図4.1-1）。このケーブルの接続部分だけが内部から膨張して破裂していたとのことで、破裂したケーブルの接続部分で「地絡」が発生したと推定している。この地絡の原因は特定されていないが、ケーブルの老朽化などによって内部に何らかの異常が生じ、絶縁体の機能が失われて絶縁破壊を起こし地絡につながったものと考えられる。

城北線3番接続部の状況（写真①）



図 4.1-1 地中ケーブルの地絡事故⁽¹⁾

地絡は高電圧部から地面に向けて瞬間的に大電流が生じる現象であり、電流のエネルギーで火災を引き起こすおそれがある。事故が起きた送電ケーブルは OF (Oil-Filled) ケーブルが使われており、OF ケーブルは導体の外側に巻いた紙（絶縁紙）に油をしみこませる構造になっているため、地絡によりこの油に引火して火災を引き起こしたと考えられる。

超電導ケーブルに絶縁破壊が起こり、地絡事故が発生した場合、どのような現象が起こるのか事前に検討し、公衆への影響を最小限にとどめる対策を検討する必要がある。超電導ケーブルは OF ケーブルとは違い、液体窒素が電気絶縁層に浸漬しているため、絶縁破壊時にアークが発生しても、この液体窒素に引火することはないと考えられる。しかしながら、絶縁破壊により、断熱管を破壊し、液体窒素が漏洩したり、内部の液体窒素がガス化し、断熱管を破裂させたりする懸念がある。万一、液体窒素が外部に漏洩した場合は、近接する構造物に損傷を与える危険性がある。また、漏れ出した液体窒素がガス化し、そのガスがマンホールなどの密閉した空間に溜まり、その空間の酸素濃度を下げ、酸欠を引き起こす危険性がある。

超電導ケーブルに地絡事故が起こった場合、どのような現象が発生するのかは、まだ十分に検討や考察されたことがなかった。次節以降で、超電導ケーブルの地絡事故模擬試験やシミュレーションを行い、その現象を把握し、事故時の対策を検討する。

4.2 断熱管保護方法の検討

本節では、超電導ケーブルの内部で絶縁破壊が生じ地絡が発生した際に、断熱管への影響を把握するために、シートを用いた基礎試験で断熱管を保護する材料の選定や構成の基礎検討を実施した。その基礎試験をもとに、ケーブルコアを用いた試験において、保護層の形状、施工方法を検討し、断熱管の貫通の有無の確認し液体窒素の漏洩の可能性を検討した。尚、66kV 級系統の地絡条件は最大 1.5kA、2sec であるので、地絡電流を最大 1.5kA とした。

4.2.1 保護層材料の検討

超電導ケーブル地絡時に、断熱管に影響を与えないようにするために、保護層を設けることを検討する。本項では、保護層の材料や構成を検討するにあたり、シート試験を行った。シート試験の概要を図 4.2.1-1 に示す。シートサンプルは液体窒素容器の底に置かれ、中央の電極から高電圧がシートサンプルに印加される。また、試験サンプルの構造を同図下及び図 4.2.1-2 に示す。ケーブル導体に見立てた電極を、試験サンプルに押し当て高電圧を印加する。電気絶縁層を模擬した絶縁紙には、細い半田線が埋め込まれ容易に絶縁破壊するように工夫している。Cu 板はシールド層を模擬している。断熱管の内管に見立てた SUS (ステンレス) 板に地絡時の損傷を軽減する目的で、保護層(保護シート)を設けた。絶縁破壊後に流れる地絡電流は、Cu 板と SUS 板に設けたリード線から外部に取り出される。

試験を実施したシートサンプルの構成諸元を表 4.2.1-1 に示す。保護層については、クラフト紙や PPLP など超電導ケーブルの電気絶縁層に使われる材料をベースに、布テープやアラミド繊維を選定して試料とした。試験については、シートサンプルに高電圧を印加させ、地絡電流 1.5kA、2sec が流れるように課電装置を調整し、Cu 板に流れる電流と SUS 板に流れる電流を測定した。

図 4.2.1-3 に試験結果の一例として、サンプル④と⑤の試験時の各部の電圧、電流波形を示す。サンプル④では、Cu 板に電流が流れたあと SUS 板にも電流が流れていることが判るが、サンプル⑤では SUS 板に電流が流れていないことが判る。このように、各サンプルの試験結果として SUS 板に電流が流れたか否かを調べ、流れた場合は流れ出す時間を計測した。その結果を表 4.2.1-1 に合わせて記す。結果としては、サンプル⑤以外は、SUS 板に電流が流れ、実験後 SUS 板が貫通されていることを確認した。試験後のサンプル④の状況を図 4.2.1-4 に示す。図から判るように、SUS 板が貫通していることが判る。サンプル⑤は SUS 板に電流が流れず、損傷を与えていないことから、保護層としては繊維 8 枚程度が必要であることが判った。

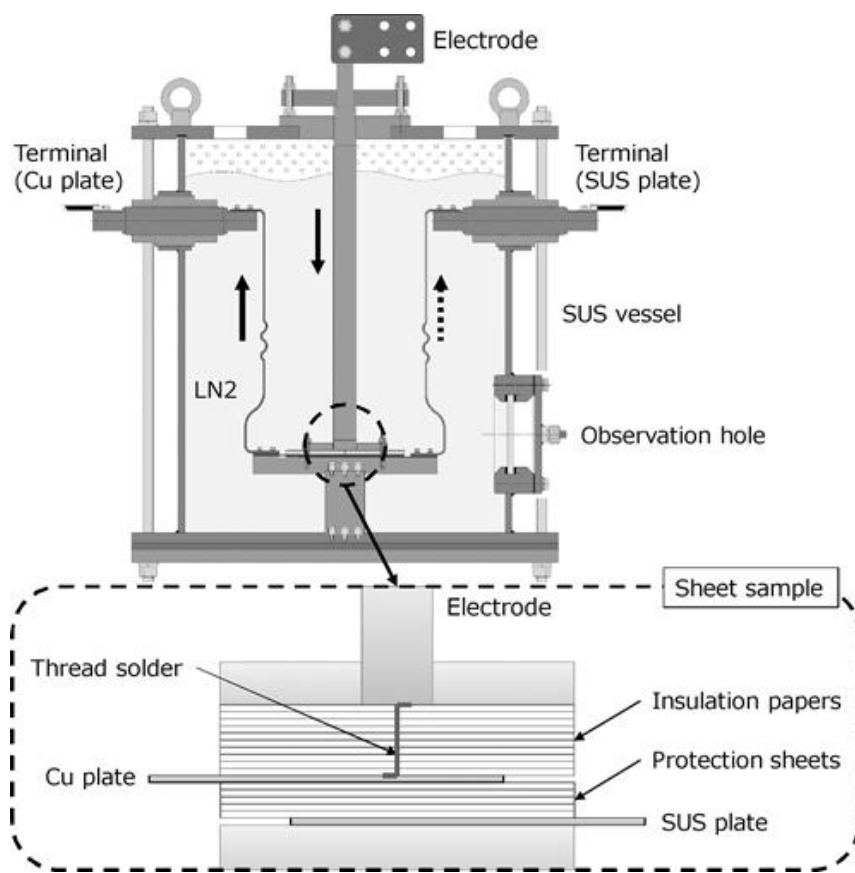


図 4.2.1-1 シート試験装置概要⁽²⁾

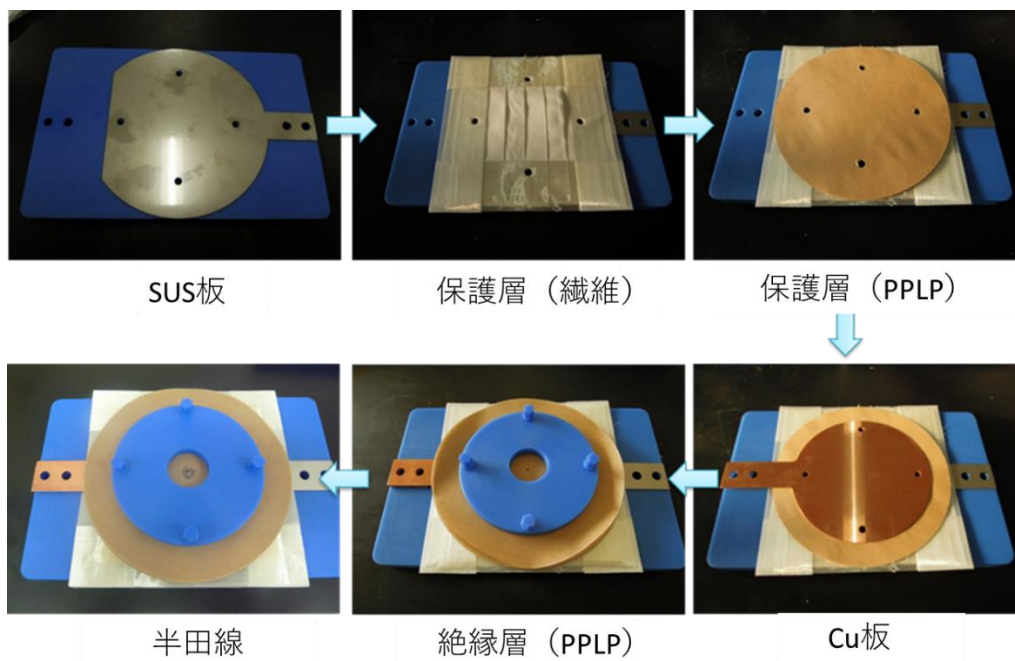


図 4.2.1-2 シート試験サンプル構成

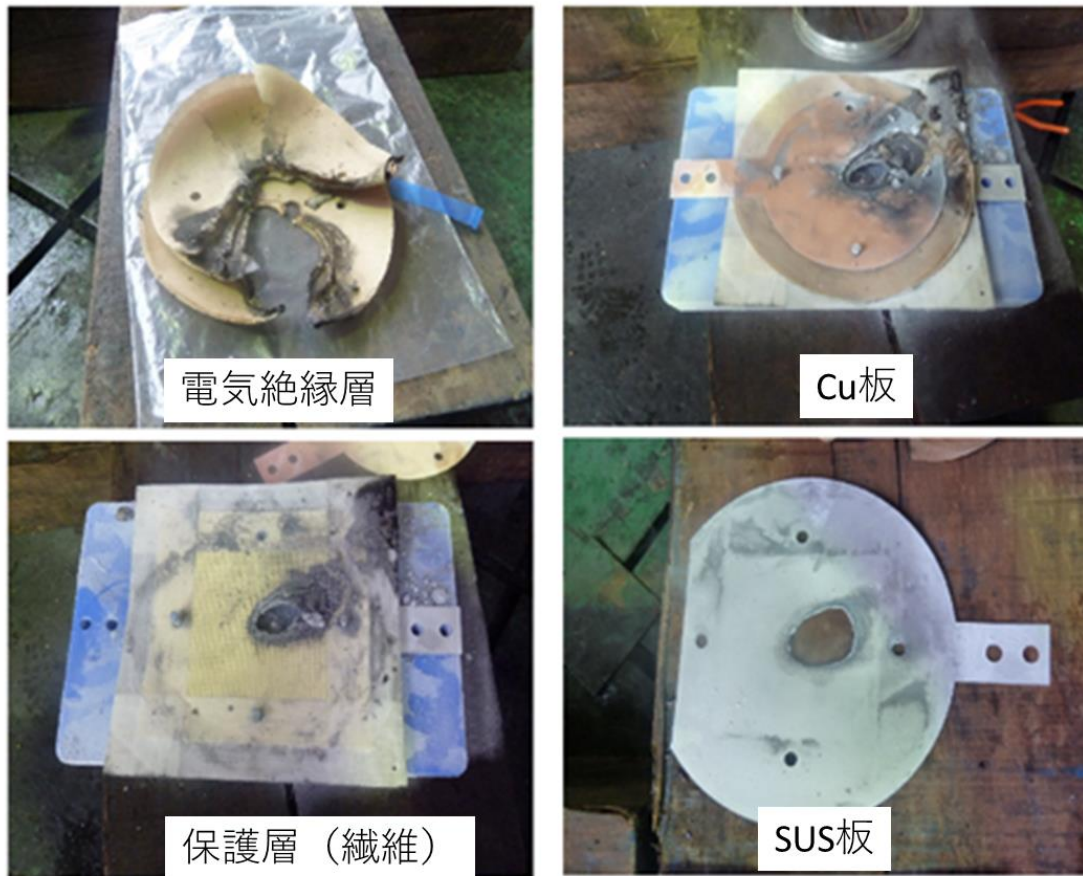


図 4.2.1-4 試験後のサンプル④の状況

4.2.2 ケーブルコア形状での影響検討

次に、ケーブルコア形状で地絡試験を行った。試験装置、サンプルの概要を図 4.2.2-1 に示す。ケーブルコア 1 本を断熱管に見立てたコルゲート管の中に入れ、液体窒素に浸漬する。ケーブルコアの構成を表 4.2.2-1 に示す。ケーブルコアの片側（図右側）では、フォーム、超電導導体、超電導シールド、Cu シールドに電極が取り付けられ、フォームと超電導導体は短絡され、短絡発電機に接続し高電圧を印加できるようにになっている。超電導シールド、Cu シールド、コルゲート管はそれぞれ接地されている。ケーブルコアの電気絶縁層には、1 カ所に半田線が埋め込まれており、容易に地絡するように工夫されている。本試験では、ケーブルコアの保護層の構成を 4.2.1 項のシート試験から、表 4.2.2-2 のように PPLP とアラミド繊維と組合せて構成した。超電導導体部に高電圧を印加したところ、いずれのサンプルもコルゲート管に電流が流れ、破損していることが確認された。コルゲート管の破損状況を図 4.2.2-2 に示す。シート試験ではアラミド繊維 8 枚でも SUS 板に影響はなかったが、ケーブル

コア形状ではアラミド繊維 20 枚でもコルゲート管を貫通し、シート形状と大きく異なる結果となった。この要因については次項で検討する。

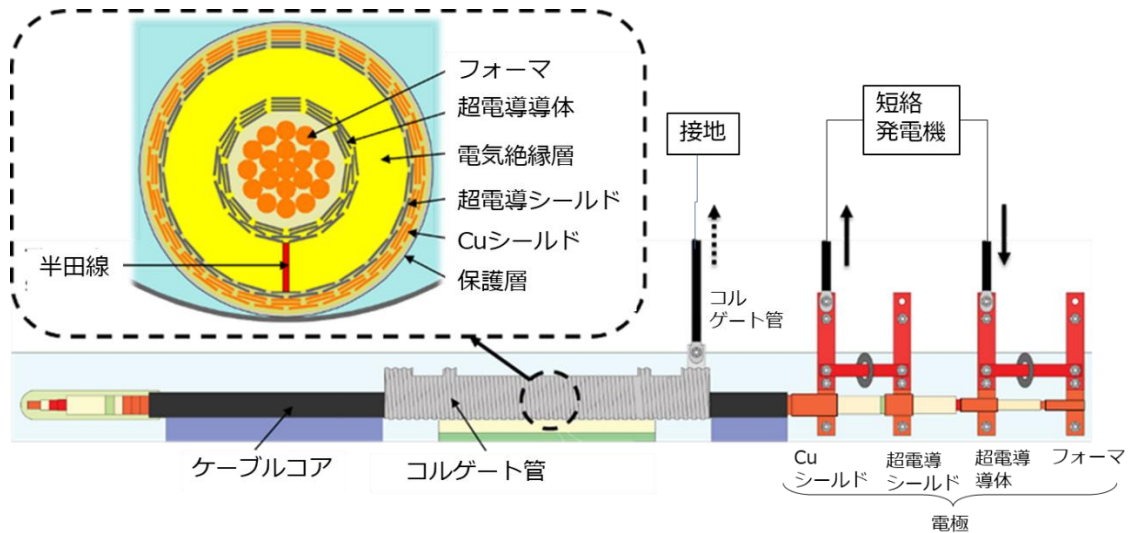


図 4.2.2-1 ケーブルコア試験概要図⁽³⁾

表 4.2.2-1 ケーブルコアのサンプル構造、試験条件と試験結果

部位	構成
フォーム	円圧縮銅撚り線導体
超電導導体	BSCCO 線材 2 層
絶縁層	PPLP (7mm ^t)
超電導シールド	BSCCO 線材 1 層
銅シールド	Cu テープ (4.5mm ^w ×0.32mm ^t) 3 層
保護層	表 4.2.2-2 に示す
コルゲート管	ステンレス製 (0.8mmt)

表 4.2.2-2 各サンプルの保護層の構成と試験結果

サンプル No.	①	②
保護層構成	PPLP 5 枚 アラミド繊維 10 枚	PPLP 5 枚 アラミド繊維 20 枚
試験結果 コルゲート管に電流が流れ出すまでの時間	0.033 sec	0.067sec



図 4.2.2-2 ケーブルコア試験後の状況

4.2.3 試験結果の考察

シート試験とケーブルコア試験の結果の相違の要因について検討した。シート試験結果の図 4.2.1-4 をよく観察すると、電気絶縁層、Cu、保護層は、その損傷がサンプル中心から端部に広がっている。これは地絡時のアークにより構成物が気化した高温ガスが端部から外側に逃げた痕跡であると考えられる。一方、ケーブルコア試験では、サンプルのケーブルコアに保護層を巻き付けているので、地絡時に発生した高温ガスの逃げ代がない。この高温ガスの逃げ代の違いが、試験結果の相違の要因であると考えられる。イメージを図 4.2.3-1 に示す。

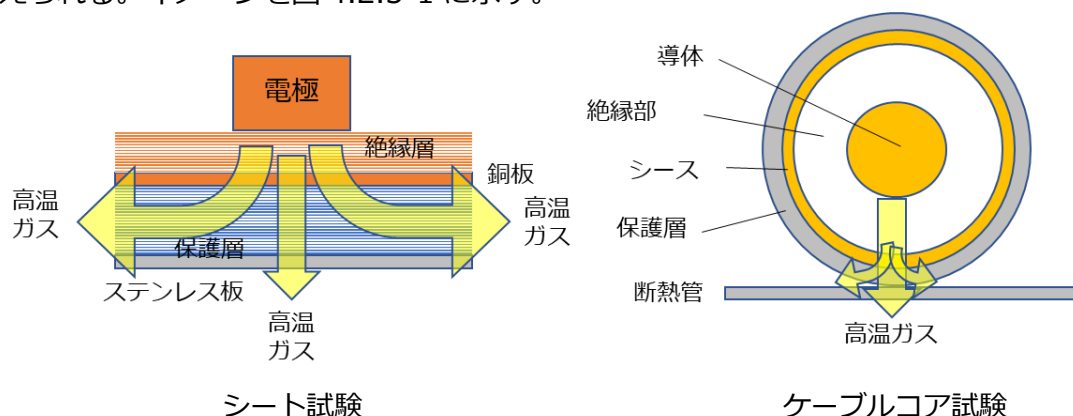


図 4.2.3-1 高温ガスの逃げ代イメージ

地絡により生じたアークエネルギーにより、部材が蒸発し高温ガスが発生するが、シート試験では、図左のように、垂直方向と水平方向にガスの流れができる(逃げ代)。特に、水平方向は長さが有限であり途中で途切れているため、そこから先はガスが大気へ開放され流路抵抗が小さくなっているため、ある程度の高温ガスは水平方向にも流れる。一方、ケーブルコア試験では、発生した高温ガスの流れは、図右のように垂

直方向と円周方向が考えられるが、円周方向はシート試験と違い、大気へ開放されている部分がなく、流路抵抗が大きくなっている。このことより、シート試験よりもケーブルコア試験の方が垂直方向への高温ガスの流れが、相対的に多くなっており、より垂直方向への破壊が進むと考えられる。これがケーブルコア試験において保護層の厚みが多く必要とする理由と考えられる。

この仮説に従って、保護シートをシート状に近付ける意味で、ケーブルコアに縦添えに挿入することを考え、試験を行った。試験構成の概要を図 4.2.3-2 に示す。ここでは、三心ケーブルを模擬し三本のケーブルコアを用いており、三心コア試験とする。3本のうち W 相のみが課電される。電極の構成、課電方法は、4.2.2 項で示したものと同一である。保護層は、同図右に示すように、W 相とコルゲート管の間に縦添えに置かれている。

ケーブルコアサンプルの構成と試験結果を表 4.2.3-1 に示す。試験条件は、地絡電流 1.5kA、2sec である。試験結果の一例としてサンプル③の試験後の状況を図 4.2.3-3 に示す。アラミド繊維 10 枚目までは、貫通孔が確認されたが、11 枚目以降は確認されなかった。

サンプル②③の試験結果から、断熱管を保護するにはアラミド繊維 10~12 枚が必要と思われ、4.2.2 項のケーブルコア試験よりは、断熱管を保護する保護層厚みを薄くできることが判った。この結果は、仮説を裏付けるものと考えられる。

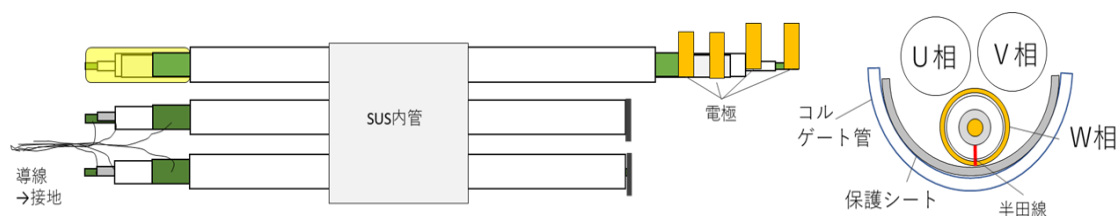


図 4.2.3-2 縦添えシート試験の構成⁽⁴⁾

表 4.2.3-1 縦添えシート試験の試験条件と結果

サンプル No.	サンプル①	サンプル②	サンプル③
保護層	断熱管上に繊維 12 枚	断熱管上に繊維 6 枚	断熱管上に繊維 24 枚
断熱管	半割れ断熱管 (上下で挟み込み)	半割れ断熱管 (上下で挟み込み)	半割れ断熱管 上側開放
試験結果	0.45sec で断熱管 貫通	0.07sec で断熱管 貫通	断熱管貫通せず。繊維 10 枚目まで貫通

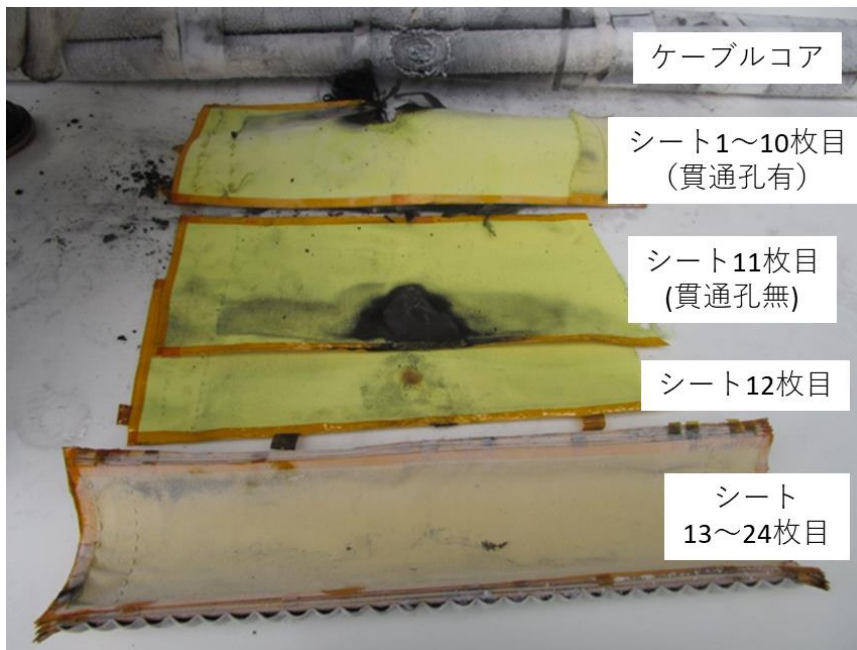


図 4.2.3-3 サンプル③の試験後の状況

また、4.2.1 項、4.2.2 項、4.2.3 項の試験結果を、アラミド繊維の枚数と SUS 板、コルゲート管に電流が流れだす時間とをグラフにしたものを図 4.2.3-4 に示す。仮説で考えたように、高温ガスの逃げ代が大きくなるほど少ない枚数のアラミド繊維でより長い時間 SUS 板あるいはコルゲート管を保護できることが判る。これらより、断熱管を保護する手法としては保護シートを縦添えにする方が望ましいことが判った。

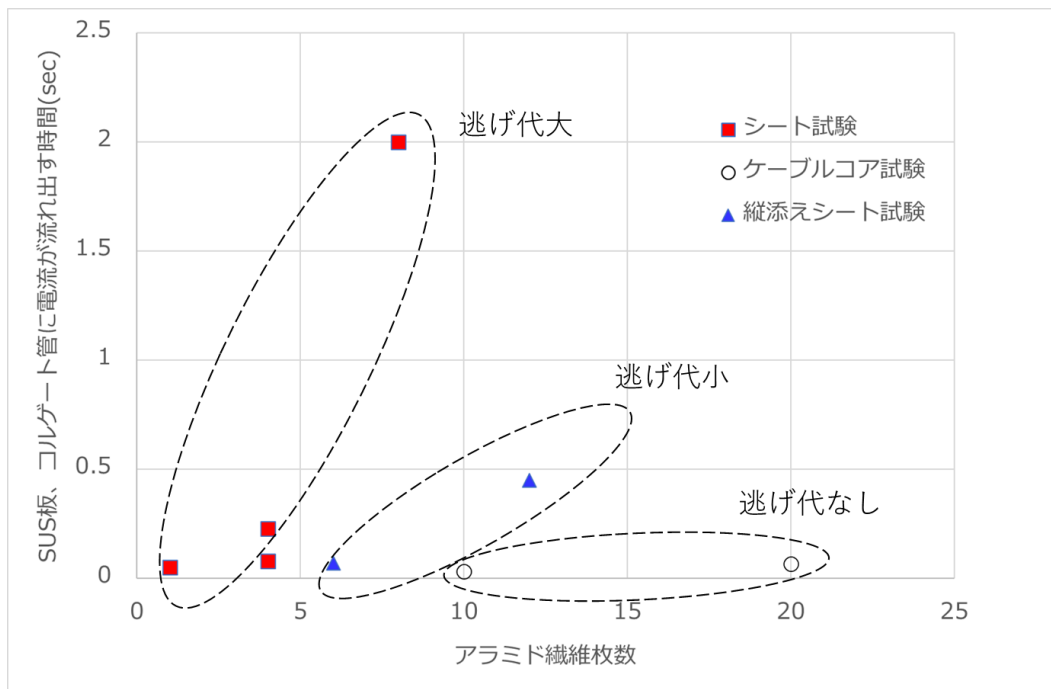


図 4.2.3-4 これまでの試験結果のまとめ

4.2.4 保護層材料の再検討

4.2.3 項の検討で、高温ガスが保護層やコルゲート管への損傷に影響を与えていることが判った。この高温ガスに対してより耐性のある材料として、2種類のアラミド繊維（A、B）とアラミド紙（C）とを選び、4.2.1 項のシート試験と同様の試験を行った。アラミド繊維 A は厚み 0.6mm、繊維 B は厚み 0.15mm である。アラミド紙 C は厚み 0.08mm である。繊維に対して紙は気密性が高く、高温ガスを通しにくい可能性があると考え選択した。

サンプル構成を表 4.2.4-1 に示す。それぞれの保護層は A、B、C を合わせ合計の厚みが 6mm に近くなるように構成した。尚、試験の地絡条件は 1.5kA、2sec で行っている。

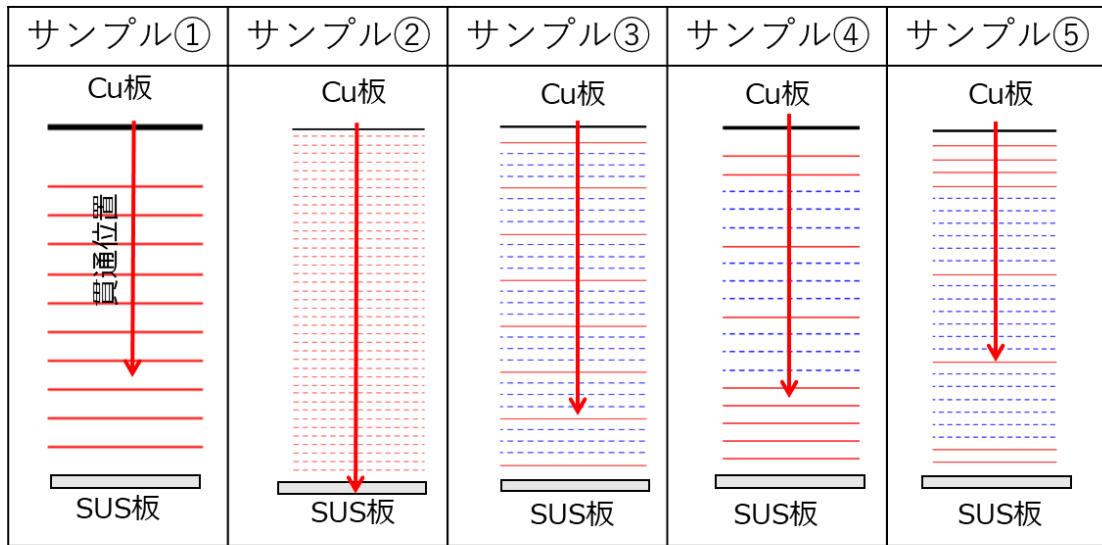
試験結果を表 4.2.4-1 に合わせて記す。表には、SUS 板に電流が流れだすまでの時間（電流開始時間）、試験後にサンプル解体し貫通孔が発生している厚みの測定結果、さらに各試験において電圧、電流を図 4.2.1-3 と同様に測定し、測定電圧×電流×電流開始時間から発生エネルギーを求めた結果を示す。尚、貫通しない場合は電流開始時間を 2sec とした。また、貫通位置のイメージを図 4.2.4-2 に示す。

サンプル①と②の結果から、繊維 A の方が耐性は高いといえる。これは、繊維 A の方が B よりも厚みが厚いことに起因していると思われる。サンプル③④⑤はその繊維 A と紙 C とを組み合わせたものである。試験結果から、貫通した厚み及び発生エネルギーは、サンプル④が最も小さくなっていることが判る。サンプル①②よりも④⑤の方が発生エネルギーは小さいことから、アラミド紙を組み合わせる方が保護に適しているといえる。図 4.2.4-1 のサンプル④と⑤の結果からも、貫通が紙 C で抑止されていることが判る。サンプル④の方が、発生エネルギーが小さいことから、C の紙を多くするよりは、繊維 A を SUS 板側に多く配置した方が、効果があったと推定する。

表 4.2.4-1 シート試験の構成と試験結果

サンプル No.	①	②	③	④	⑤	
保護層(電極に近い方から記述)	A × 10	B × 40	(A+C×3) × 7 A	A (A+C×3) × 3 A × 5	A × 3 (A+C×6) × 3 A × 2	
合計厚み	6mm	6mm	5.9mm	6.1mm	6.2mm	
試験結果	電流開始時間*	通電なし	1.1sec	通電なし	通電なし	
	貫通厚み	4.2mm	全貫通	5.0mm	3.7mm	4mm
	発生エネルギー	394kJ	418kJ	427kJ	340 kJ	379kJ

*電流開始時間：SUS 板に電流が流れだすまでの時間



—— アラミド繊維A
 - - - - - アラミド繊維B
 - - - - - アラミド紙C

図 4.2.4-2 サンプル構成と試験後の貫通位置

4.2.5 アラミド繊維と紙を保護層にした縦添えシート試験

4.2.4 項のシート試験で保護層に適した構成と判断した、アラミド繊維とアラミド紙との組合せを中心にサンプル保護シートを作成し、その保護シートを 4.2.3 項の縦添えに配置し、4.2.3 項と同様に三心コアを用いた縦添えシート試験を行いコルゲート管の貫通有無について検証した。

試験結果を表 4.2.5-1 に示す。サンプル①③の試験結果から、繊維と紙の組合せは、4.2.4 項のシート試験と同様に繊維だけの構成より耐性が強いものとなった。しかしながら、断熱管を貫通させないとすると、保護層厚みは最低でも 9 mm 以上が必要であることが判った。

ケーブルのコンパクト性を確保する観点から、保護層の厚み 9mm は許容できず薄くする必要があり、ある程度大きな地絡エネルギーの場合は断熱管の内管が貫通して液体窒素が漏洩することになる。断熱管貫通有無と地絡エネルギーの関係は 4.2.6 項にて検証する。また、液体窒素が漏洩する場合については 4.3 節で、漏洩した場合の対策については 5 章にて考察する。

表 4.2.5-1 縦添えシート試験のサンプル構成と試験結果

サンプル No.	サンプル①	サンプル②	サンプル③
保護層(電極に近い方から記述)	A × 24	A (A+C×6)×3 A×6	A (A+C×6)×6 A×12
合計厚み	14.4 mm	7.2mm	14.3mm
試験結果	電流開始時間	1.4sec	0.4 sec
	貫通厚み	全貫通	全貫通
			9 mm

4.2.6 断熱管貫通有無の地絡条件

超電導ケーブルのサイズをコンパクトにすることを考慮し、アラミド繊維とアラミド紙の複合構造として 3.6mm 厚と 7.2mm 厚を選び、地絡電流をパラメータとしてコルゲートの内管が貫通するまでの時間を調べた。その結果を図 4.2.6-1 に示す。同図には、発生エネルギー50、100、150kJ を示す曲線を示しているが、厚み 3.6mm の場合は約 50kJ、厚み 7.2mm の場合は 100~150kJ の発生エネルギーで断熱管が貫通すると考えられる。地絡電流、継続時間は場所や運転状況に依存するが、試験の結果から、それぞれの特性曲線の上側は断熱管が貫通する領域であり、断熱管の真空度低下や液体窒素漏洩の対策が必要な目安を得ることができた。

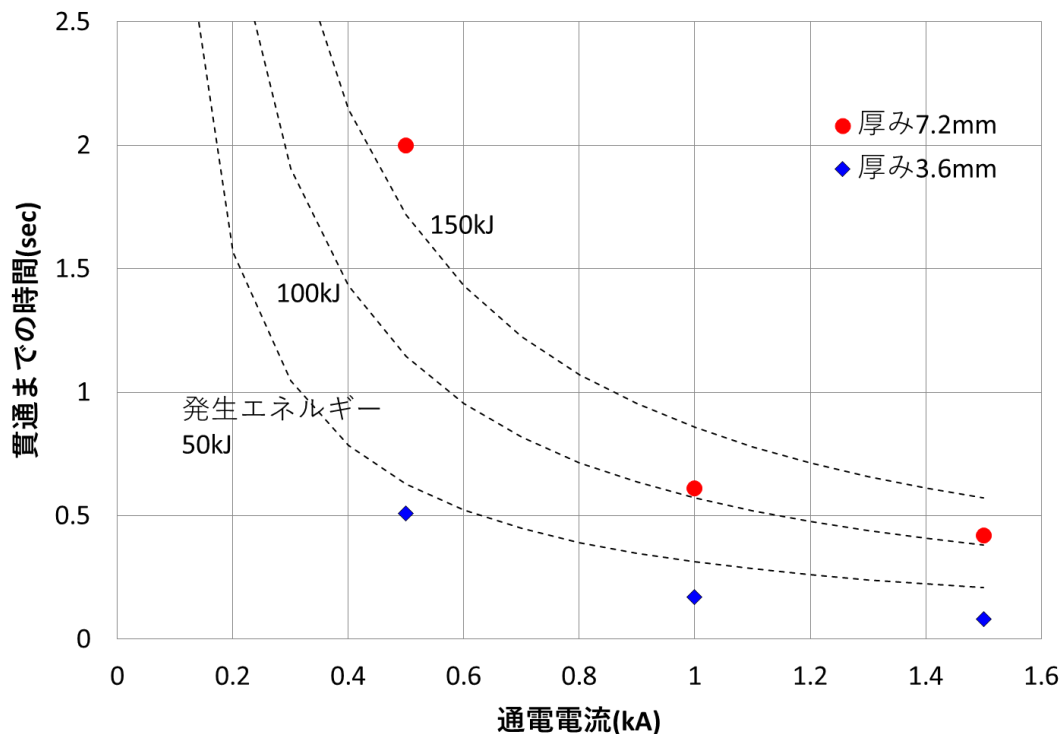


図 4.2.6-1 地絡電流と断熱管貫通までの時間の関係

4.3 液体窒素漏洩時の影響検討

超電導ケーブルは冷媒として液体窒素を使用しており、断熱管の内部を流れている。このため、4.2 節で検討したように超電導ケーブルで地絡事故が発生し、断熱管が破壊された場合、ケーブルから液体窒素が外部へ漏洩する。液体窒素が外部へ漏洩して気化した場合、気化に伴う吸熱により周囲の温度を低下させる他、多量の窒素ガスが発生することによる影響が懸念される。ここではマンホール内で地絡事故が起こり、液体窒素が漏洩した場合の現象について検討し、その対策について検討した。

マンホール内に液体窒素が漏洩した場合、液体窒素の気化による周囲温度への影響や窒素ガスの発生により、マンホール内が酸欠になる、内圧が上昇するといった現象が考えられる。ここでは、実規模の 1/4 モデルマンホールで液体窒素漏洩試験を行い、そのデータを元に漏洩現象を模擬する基礎的な解析コードを構築し、実規模マンホールでのシミュレーションを行い、漏洩対策を検討することとした。

4.3.1 小型マンホールを用いた試験と解析

(1) 試験方法

マンホール内に液体窒素が漏洩した際の内部温度や圧力を検討するために、内寸が 1m×1m×1m の小型マンホール内で液体窒素が漏洩した場合の温度、圧力の挙動を調べた。図 4.3.1-1 に要素試験装置のイメージ図、図 4.3.1-2 に試験装置の写真を示す。要素試験は外部の液体窒素供給部から配管を通じてマンホール内に液体窒素を注入することで、超電導ケーブル破損時の漏洩現象を模擬した。マンホール内に取り付けた熱電対や蓋に取り付けた圧力計から温度、圧力を測定した。液体窒素の注入量は配管の途中に取り付けたコリオリ流量計で測定した。

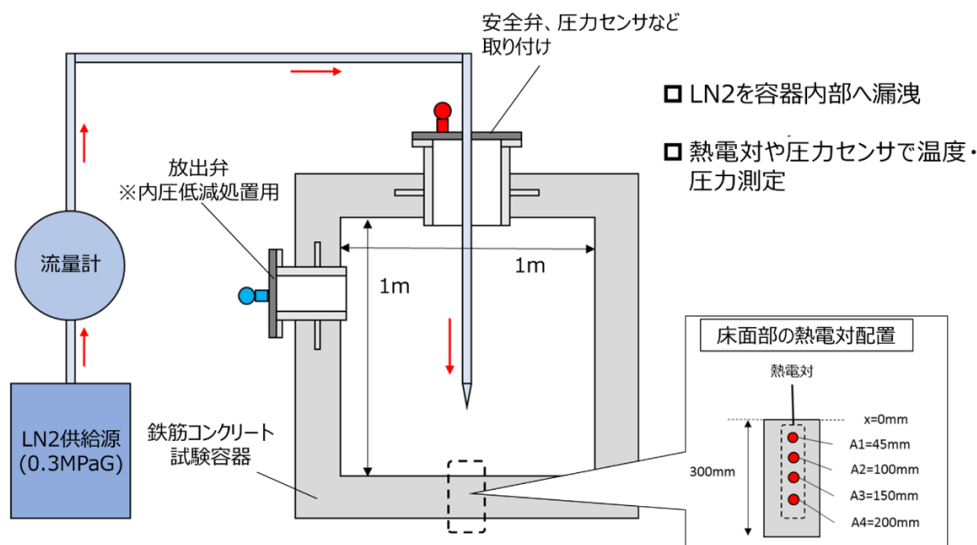


図 4.3.1-1 小型マンホール試験概要



図 4.3.1-2 小型マンホール外観写真

試験時の液体窒素の注入量と圧力の挙動を図 4.3.1-3 に示す。尚、実際の液体窒素漏洩量は 30~60L/min と考えられるが、小型マンホールの内部体積は実際のマンホールの 1/50 程度であることから、本試験では液体窒素の流入量を 0.5~2L/min 程度に制御して行った。図より、注入した液体窒素が気化し、容器の内圧が上昇する様子が確認された。また、図 4.3.1-4 に配管直下のマンホール床面部の温度分布を示す。A1、A2、A3、A4 と内表面側の熱電対から順に温度が低下しており、液体窒素が床面表面部と接触し、気化することで温度低下する様子が確認された。

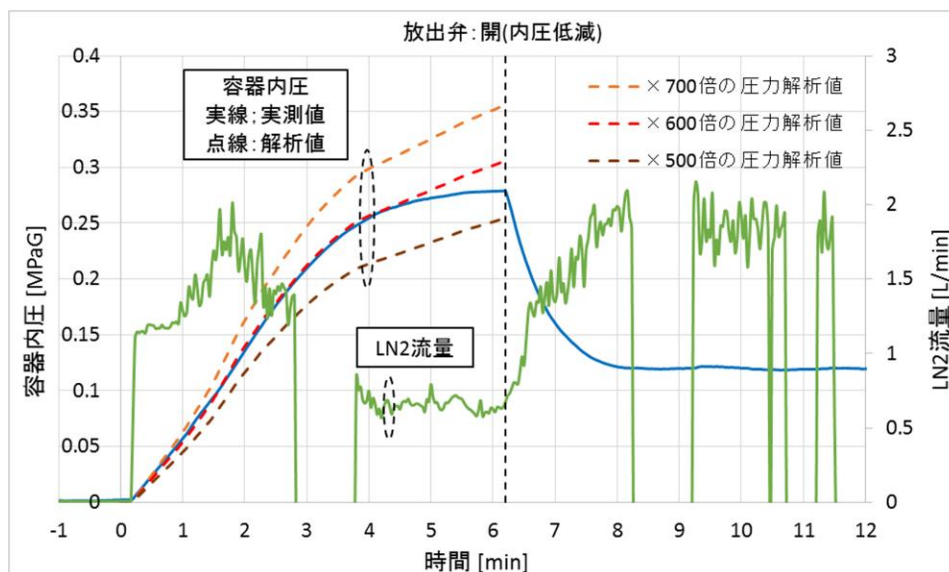


図 4.3.1-3 要素試験時の圧力変化

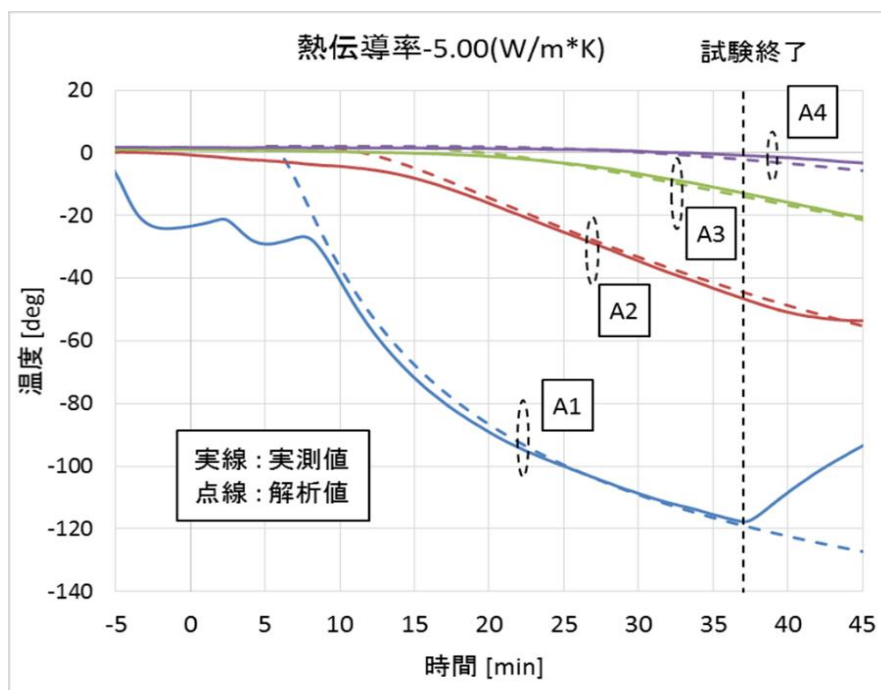


図 4.3.1-4 要素試験時の温度変化

(2) 実験結果及び解析

マンホール内部に液体窒素が漏洩した場合の床面温度や内部圧力を模擬するために、試験結果を解析し、シミュレーションを実施した。液体窒素の液面レベルの解析には、液体窒素の注入量と気化量の解析が必要である。これは、床面部と液体窒素の接触と気化の状態に依存することから液体窒素の気化量と温度変化を連成解析することで求めた。

液体窒素の気化は、主としてマンホール床面部と接触し、吸熱することで生じる。液体窒素の漏洩量は既知、あるいはパラメータであるため、液体窒素の物性から漏洩量に対する気化熱量 Q_1 を定めることができる。一方、液体窒素とマンホール床面部の境界には沸騰熱伝達特性が存在することから、液体窒素の吸熱量には沸騰熱伝達特性とマンホール床面積、床面部の温度によって定まる限界吸熱量 Q_2 が存在する。このため、 $Q_1 < Q_2$ の場合は漏洩した液体窒素が全量気化し、 $Q_1 > Q_2$ の場合は Q_2 に相当する分の液体窒素が気化し、残りが液となってマンホール内に残存する。このような残存する液体窒素の体積と床面積から、液面レベルの推移を計算することができる。この様子を図 4.3.1-5 に示す。

(i)沸騰熱伝達(Q2)>蒸発潜熱(Q1)の場合

(ii)蒸発潜熱(Q1)>沸騰熱伝達(Q2)の場合

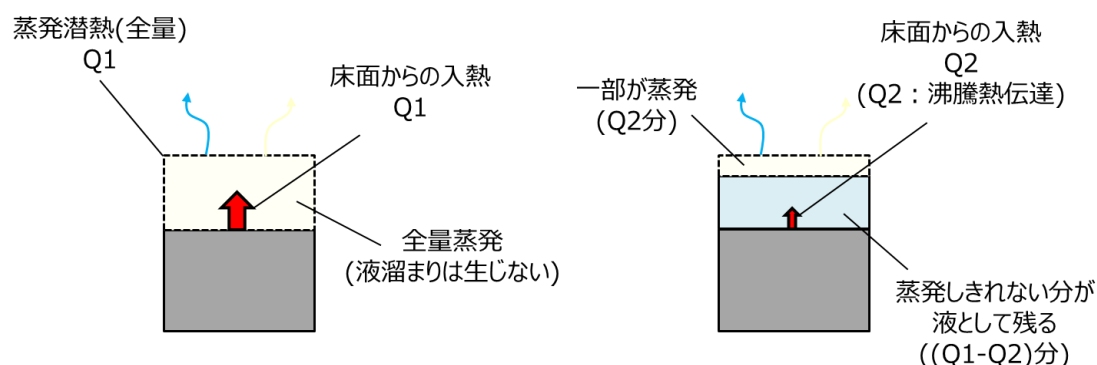


図 4.3.1-5 液体窒素の漏洩と気化、液溜まりのイメージ

液体窒素の気化が主としてマンホール床面部からの吸熱によって生じることから、温度変化は床面部表面から内部への部位で主として生じる。このため、簡易的な 1 次元モデルの過渡解析で温度変化を求めることとした。解析モデルを図 4.3.1-6 に示す。液体窒素とマンホール床面部の境界に前述の気化熱量 Q_1 、沸騰熱伝達特性などから求める吸熱量 Q_2 を与えた。 Q_1 、 Q_2 の計算式を (4.3.1-1) 式、(4.3.1-2) 式に示す。

$$Q_1 = H_L \times V \times \rho \text{ ----- (4.3.1-1)}$$

H_L : 液体窒素の潜熱(kJ/kg), V : 液体窒素の貯液量(m^3), ρ : 液体窒素の密度(kg/m^3)

$$Q_2 = \int (q_2(\Delta T) \times A) dt \text{ ----- (4.3.1-2)}$$

q_2 : 液体窒素の沸騰熱流束(W/m^2)、 ΔT : 液体窒素と床面の温度差(K)、 A : 床面の面積(m^2)

マンホール部にコンクリートの物性を与え、マンホールと土壌の境界部については熱伝導解析とし、固体間熱伝達特性は無視した。解析時に使用した物性などを図に合わせて示す。

このモデルを用いて、床面内の温度分布を計算した結果を図 4.3.1-4 に示したが、A1、A2、A3、A4 の各部の温度の計算結果は、実測結果とよく一致していることが判る。

次に液体窒素の気化による圧力変化を検討した。気化した液体窒素の体積は、300K まで温度が上昇すると約 700 倍に増える。この試験では発生したガスが低温であることを考慮し、液体窒素の体積に 500、600、700 を乗じて簡易的に求めた気体の体積からマンホール内の圧力を導出した。図 4.3.1-3 に示す試験結果に計算結果を合わせて示す。これより、体積を 600 倍にする場合が実験結果とよく一致することが判った。

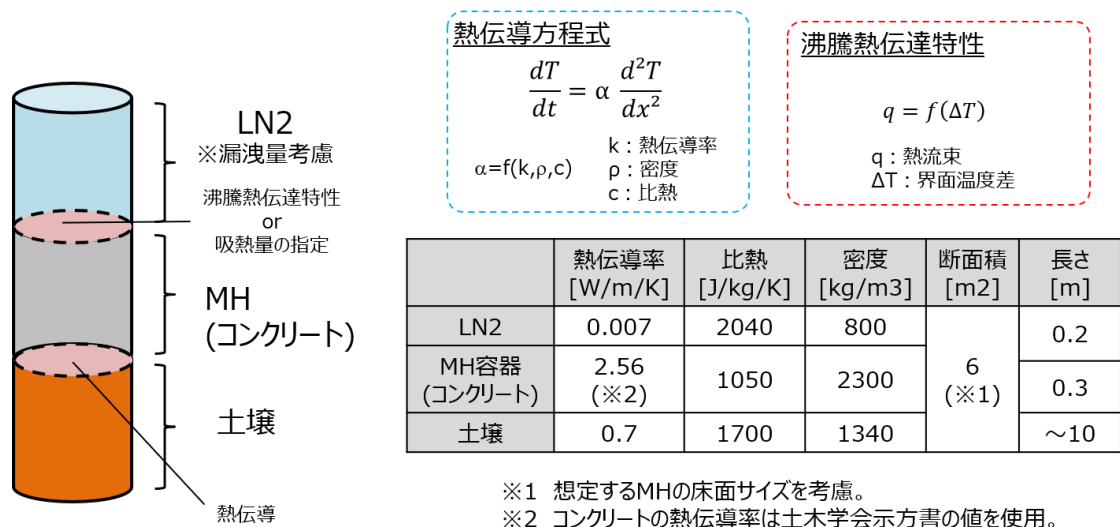


図 4.3.1-6 温度分布解析のイメージ図

4.3.2 1/4 モデルマンホールを用いた液体窒素漏洩試験

(1) 試験方法

次に、大型マンホール内での液体窒素漏洩時の挙動を検討するために、66kV級の実規模級マンホールに対して体積が1/4程度のマンホール（内寸2m×3m×2m）を構築し、液体窒素漏洩試験を実施した。図4.3.2-1に試験装置のイメージ図、図4.3.2-2に試験装置の写真を示す。マンホールは300mm厚みのコンクリートからなっている。ここでは、液体窒素の漏洩を模擬するために、上部のマンホール入口から冷却配管を導入し、冷却配管から液体窒素を排出することで、液体窒素の漏洩を模擬した。また、実際のマンホールと同様に、側面部に管路を設け、CVケーブルを配置した上で防水処理部を施している。尚、マンホールの側面部には内部から計測線を取り出すためのサイドホールが設けられている。

マンホール床面の温度とコンクリート内部温度を測定するために、熱電対を配置している。熱電対の取り付け位置を図4.3.2-3に示す。T1、T2は、液体窒素が内部に溜まった場合を想定し、簡易の液面計として、容器床面から20mmと50mmの中空位置に先端が来るように熱電対を配置した。また、T3、T4は、床面のコンクリートに深さ100mmと200mmに埋め込んで、その温度変化を計測することとした。さらに、容器内部に酸素濃度計を配置し、試験時の容器内部の酸素濃度変化を測定した。また、マンホール上部の入り口には、内部の圧力を計測する、圧力センサーを設けた。

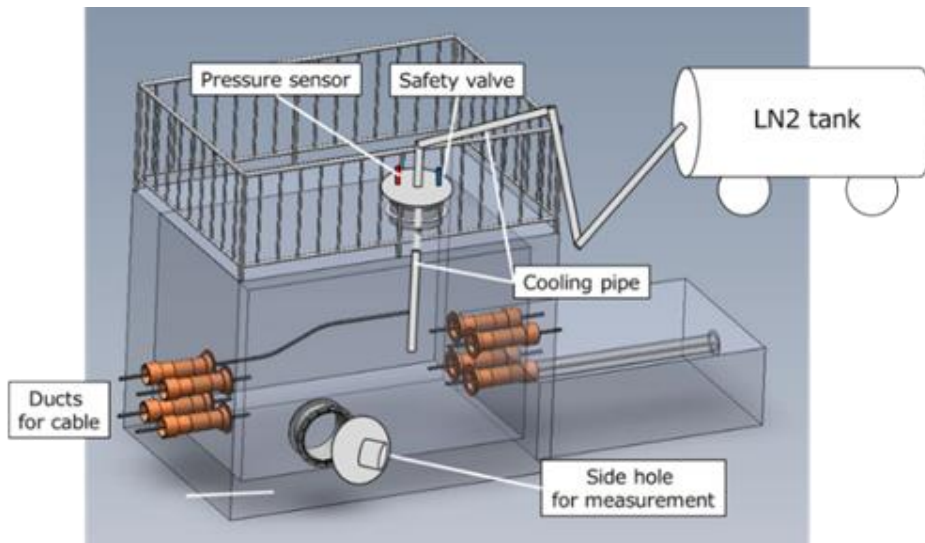


図 4.3.2-1 1/4 モデルマンホール試験のイメージ図⁽⁴⁾

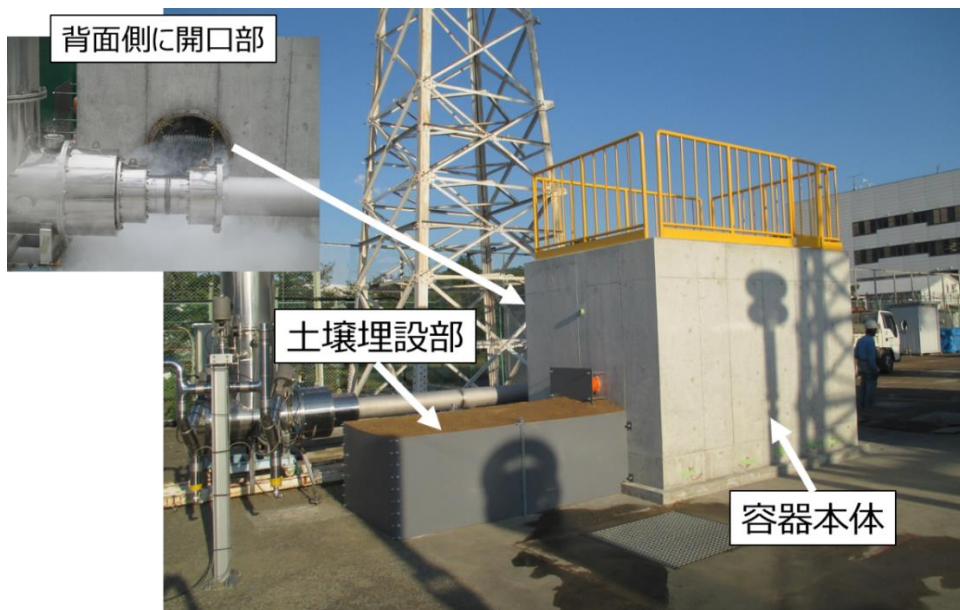


図 4.3.2-2 1/4 モデルマンホール試験装置外観

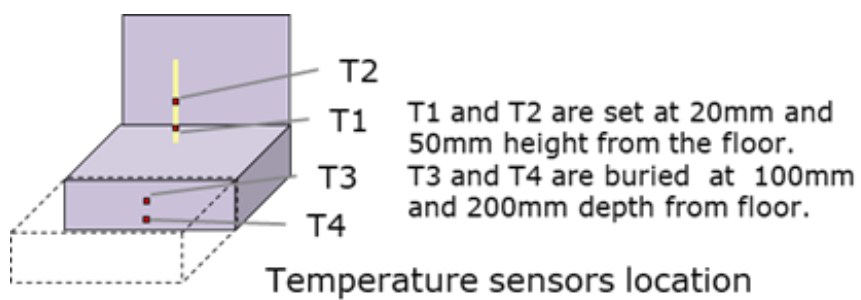


図 4.3.2-3 床面部の熱電対位置⁽⁴⁾

(2) 実験結果及び解析

試験時の液体窒素の注入量は平均 31.7L/min であった。試験結果のうち、液面計として取り付けられた熱電対 T1、T2 の温度変化を図 4.3.2-4 に示す。図より、液体窒素注入開始から温度が低下し、16 分後には T1 が、25 分後には T2 が液体窒素温度に達する様子が確認された。このように、マンホールの中では、液体窒素が貯液することが確認された。

図 4.3.2-5 に 4.3.1(2)項で検討した方法で計算した液面レベルの推移と実験結果を示す。図より、試験開始から 16 分、25 分時点での液面レベルが一致しており、現象をよく模擬していることが判る。

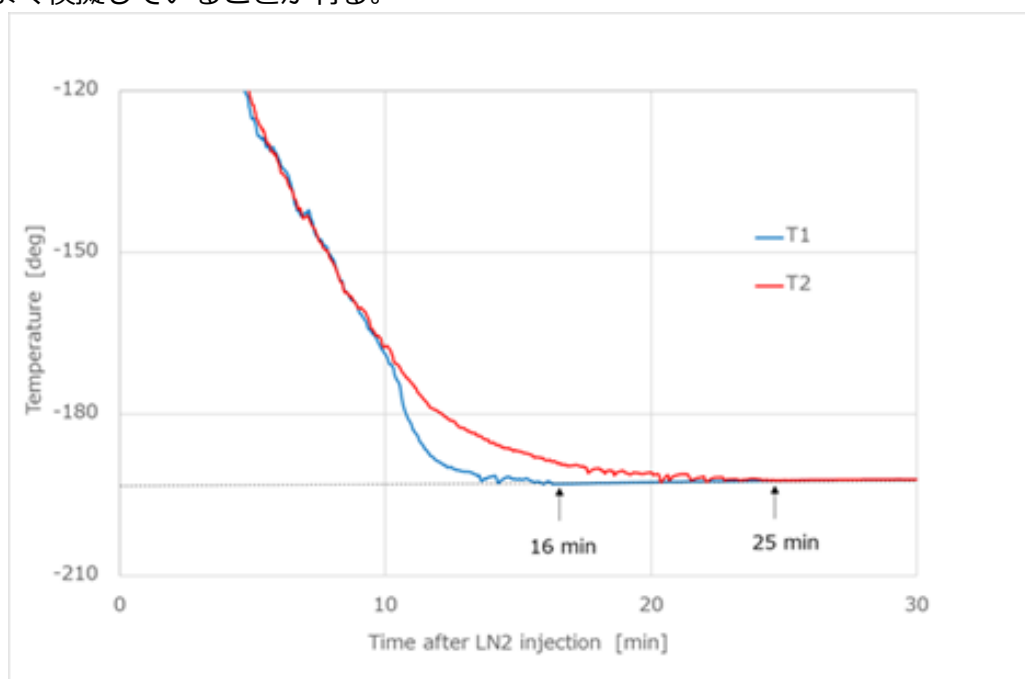


図 4.3.2-4 液面レベル測定用熱電対 T1、T2 の温度変化⁽⁴⁾

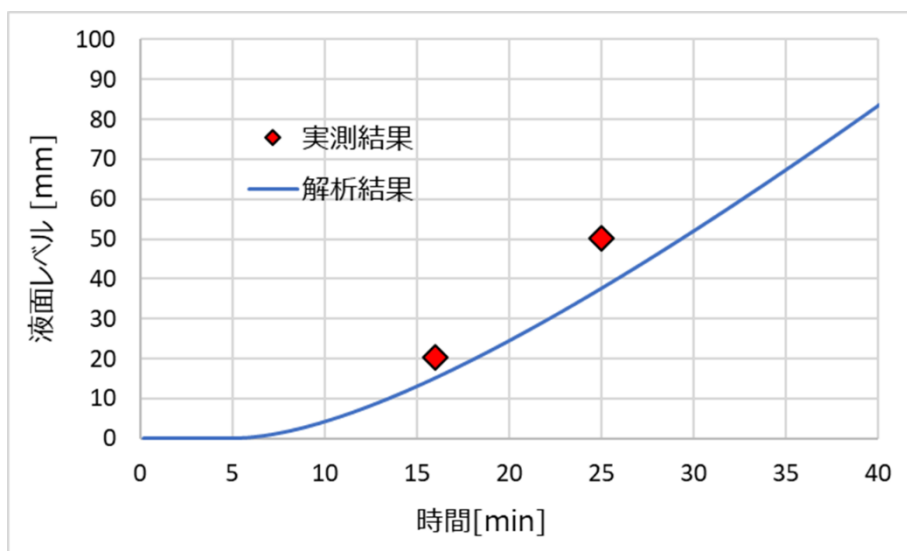


図 4.3.2-5 液面レベル変化の実測結果と解析結果⁽⁴⁾

図 4.3.2-6 に床面に埋め込んだ T3、T4 の温度変化を示す。要素試験と同様、容器内表面に近い部分から温度が低下していることが確認された。尚、同図には、4.3.1(2)項で検討した手法での計算結果を合わせて図示しているが、実験値と計算値がよく一致していることが判る。このように、4.3.1 項で開発したシミュレーション方法がサイズの大きなマンホールでも適用できることが判り、実規模マンホールでの解析に有用であると考えられる。

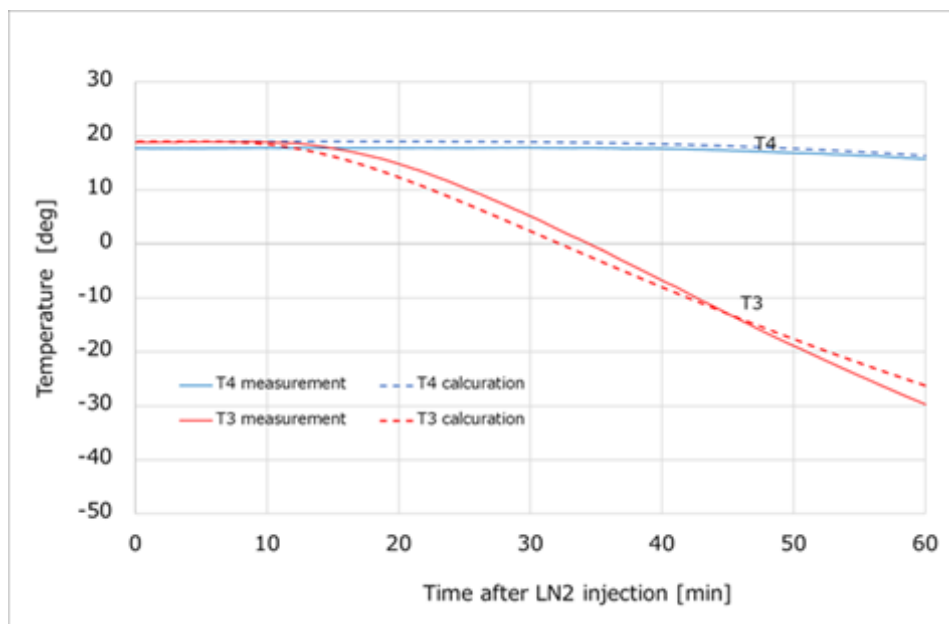


図 4.3.2-5 マンホール床面部 T3、T4 の温度変化⁽⁴⁾

図 4.3.2-7 に容器内の酸素濃度変化を示す。酸素濃度の初期値は 21%程度であるが、液体窒素注入開始から数分で 18%を下回った後、5%程度に達した。尚、本試験は安全のために、容器を密閉して試験することが許可されなかったため、容器側面を開放した状態で実施しており、密閉の場合はさらに酸素濃度の低下速度が速いものと思われる。このように閉塞した空間で液体窒素が漏洩した場合、すぐに酸欠となるため、マンホールに入坑する際は万一の事故に備えて運転を停止するなどの処置が必要である。

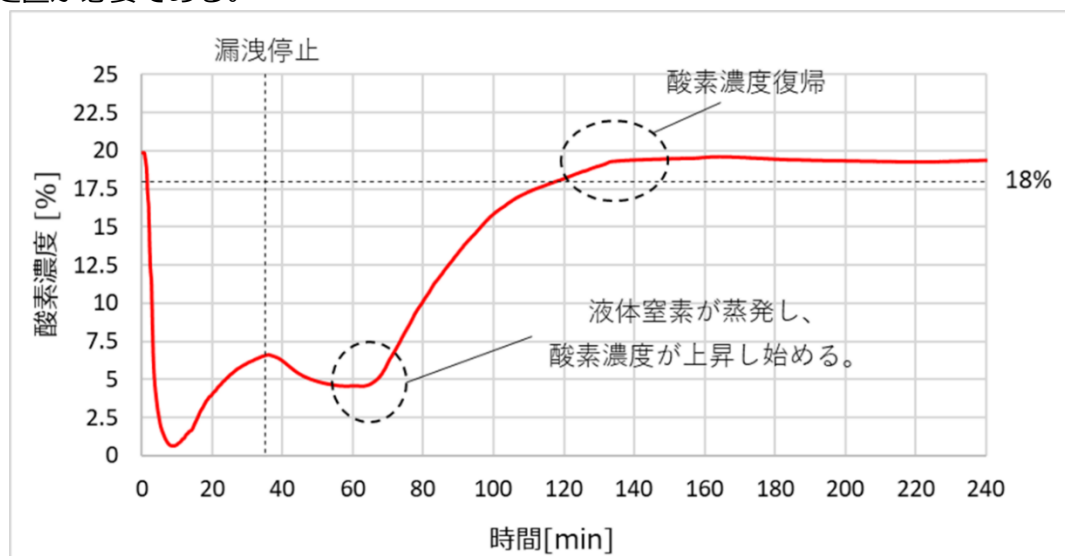


図 4.3.2-7 マンホール内の酸素濃度変化

4.4 まとめ

超電導ケーブル内部で絶縁破壊による地絡が発生した場合、断熱管が破損し液体窒素が漏洩しないように保護層の検討を行った。尚、地絡電流は 66kV 系統での最大値である 1.5kA、継続時間 2sec とした。

4.2.1 項では保護層の材料や構成を検討するためにシート試験を行った。その結果、アラミド繊維を積層する構成が保護層に適していることが判った。しかしながら、4.2.2 項でのケーブルコア試験においては、シート試験で選定したアラミド繊維の構成では断熱管に見立てたコルゲート管を保護できず貫通する結果となった。4.2.3 項で、シート試験とケーブルコア試験との相違について、地絡時のアークにより構成材料が気化して発生する高温ガスの挙動が影響しているとの仮説をたて、保護シートをシート試験の形状に近い縦添え配置にして試験を行った。その結果、高温ガスの逃げ代が大きくなるほど少ない枚数のアラミド繊維でより長い時間コルゲート管を保護できることが判り、断熱管を保護する手法としては保護シートの縦添え配置が有効であることを示した。4.2.4 項では、この高温ガスの影響を小さくすることを目的にアラ

ミド繊維とアラミド紙を組合せた保護層を検討し、シート試験により 1.5kA、2sec で貫通せず、発生エネルギーが最小となる構成を見出した。4.2.5 項では、そのアラミド繊維とアラミド紙を組み合わせた保護シートを用いて縦添えシート試験を行い、保護シートが 9mm 以上でコルゲート管を保護できることが判った。

しかしながら、この厚みでは超電導ケーブルのコンパクト性が失われるので、保護シートを薄くし断熱管が破損することを許容することとした。4.2.6 項では、コルゲート管が破損する地絡条件を調査した。保護シートの厚み 3.6mm と 7.2mm の場合、断熱管を破損する地絡エネルギーは、それぞれ約 50kJ、100～150kJ であることが判り、断熱管を破損する目安の地絡エネルギーを得ることができた。

4.2 節で検討したように、地絡エネルギーが大きな場合は断熱管が破損するので、液体窒素が漏洩する場合がある。4.3 節ではマンホールに液体窒素が漏洩した場合の現象把握と解析を行った。4.3.1 項では小型マンホールを使った液体窒素漏洩試験を実施し、床面温度や内部の圧力変化の実測値が、開発した計算手法による計算結果とよく一致することを示した。4.3.2 項では、実規模の 1/4 モデルマンホールを用いて液体窒素の漏洩試験を行い、床面の温度変化や液体窒素の貯液レベルを実測した。それらの結果が 4.3.1 項で開発した計算手法を用いた計算結果と良く一致することが判り、その計算手法が実規模マンホールでの解析に有用であることを示した。尚、マンホール内の酸素濃度はすぐに酸欠レベルになる結果となり、マンホールに入坑する際は万一の事故に備えて運転を停止するなどの処置を行うべきと考える。

第4章の参考文献

- (1) 「新座洞道火災事故の「電気関係事故報告」ならびに経済産業省からの指示に伴う緊急点検結果報告書の提出について」、東京電力パワーグリッドニュースリリース、2016年11月10日
- (2) M. Ohya, et. al., "New HTS Cable Project in Japan: Basic Study on Ground Fault Characteristics of 66 kV Class Cables", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 26, No.3 (2016)
DOI: 10.1109/TASC.2016.2524457
- (3) 大屋 正義 他、「66kV 級超電導ケーブルの地絡事故特性(2)ーケーブルコア試験ー」、第 92 回低温工学・超電導学会研究発表会、1B-p11、2015年12月
- (4) T. Masuda, et.al., "Simulation studies of fault events in 66 kV superconducting cable", IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 31, No. 5 (2021)
DOI: 10.1109/TASC.2021.3063663

第5章 事故時の対応方法の提案

第3章では、超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合の現象把握を目的とし、40m超電導ケーブルの検証試験を実施、長尺ケーブルを想定したシミュレーションコードの開発を行った。第4章では、超電導ケーブルに地絡事故が起こった場合を想定し、地絡模擬試験を行うとともに、その保護方法について検討した。本章では、それらの解析結果をもとに、実システムに導入した超電導ケーブルにこれらの事故が発生した場合、外部への影響を軽減する方策や対応について検討する。

5.1 節では、短絡事故において発生する圧力の低減方法と即時再送電できる条件について検討する。5.2 節では地絡事故においてマンホールに液体窒素が漏洩する場合の影響検討と、地絡エネルギーが小さく断熱管が破損しない場合、内部で発生した地絡エネルギーの影響について検討を行う。

5.1 短絡事故時の対応

第3章では、超電導ケーブルの近隣で短絡事故が起こった場合、最大 31.5kA、2sec の短絡電流が通過する場合について検討した。この場合のシミュレーションの結果、液体窒素の温度は、最大 112K、圧力は 3MPaG となり、初期の状態に温度、圧力が戻るのに5時間以上かかるため、短絡電流通過後の即時再送電は不可能という結果であった。この短絡電流通過について、その影響の軽減策と、即時再送電に関する提案を以下にまとめる。

5.1.1 最大圧力の軽減方法

3.4.2 項での 31.5kA/2sec の短絡電流通過時のシミュレーションでは、最大 3MPaG まで達する結果となった。住友電工で開発したコルゲート管の耐圧力は 15MPaG 以上であり、破裂を起こさないことが判ったが、弾性限界が 2MPaG 程度であるので、短絡電流通過後、断熱管が変形した状態になる。この変形により、断熱層にダメージを与え、断熱性能に悪影響を及ぼす可能性があると考えられ、2MPaG 以下に最大圧力を抑える方策を検討した。

対策として、リザーバタンクの気相体積を大きくすることが考えられる。リザーバタンクの気相体積の大きさを基準の 5500L から、最大 18000L まで変えた場合について、31.5kA、2sec の短絡電流が流れた場合のケーブル入口圧力の計算結果を図 5.1.1-1 に示す。図のように、リザーバタンクの気相の体積を大きくすることで、最大圧力を小さくすることができ、気相体積が 10000L では約 1.7MPaG となり、断熱管の弾性限界の 2MPaG 以下に抑えられることが判った。

10000L=10m³は、2m×2m×2.5m程度のスペースであり、変電所などのスペースを考えた場合、それほど大きなスペースではないと考えられるが、それでもスペース面で問題となる場合は、リザーバタンクに圧力開放弁を設け、例えば 2MPaG 以上の圧力が印加されれば、当該開放弁が開き、圧力を抑える方法が考えられる。この場合は、容器体積を大きくすることなく対応でき、経済的であるといえる。ただし、圧力開放時に冷やされた窒素ガスや液体窒素が放出されることになり、開放部周囲への安全に注意が必要である。また、内部の冷媒量が少なくなっている可能性があり、超電導ケーブル運転再開前に、液体窒素の補給を行う必要がある。

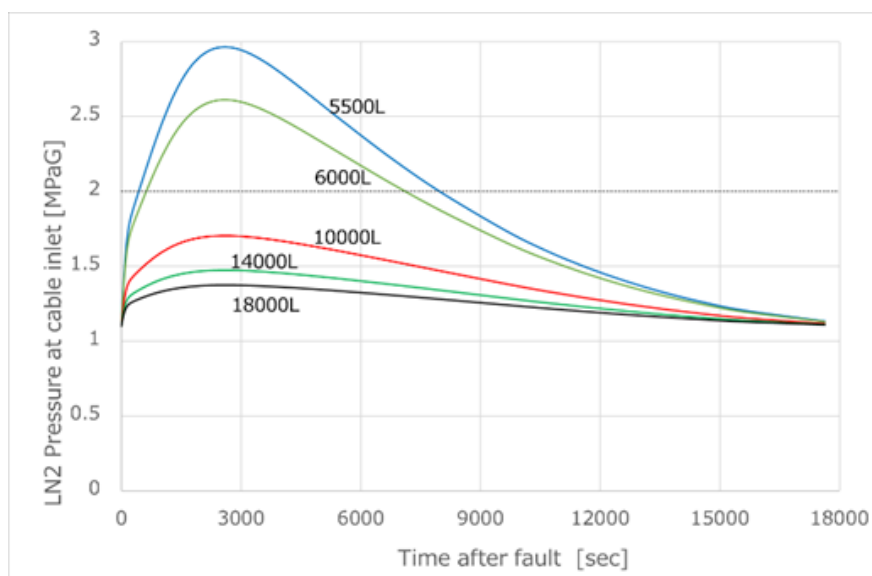


図 5.1.1-1 リザーバタンクの気相体積によるケーブル圧力の変化⁽¹⁾
 (@31.5kA、2sec の短絡電流通過後)

5.1.2 即時再送電可能な条件の検討

3.4.3 項では、10kA、2sec の短絡電流が通過しても、温度、圧力の上昇は大きくなく、即時再送電可能であることが判った。通常の常電導ケーブルの場合、例え 31.5kA、2sec の短絡電流が流れた場合でも、即時再送電が可能である必要があり、実際にそのように設計されている。本項では、超電導ケーブルに短絡電流が流れ場合、即時再送電できる条件を検討した。図 3.4.2-3 や図 3.4.3-3 に示したように、短絡電流が流れたあとのケーブル内部では、超電導シールド部の温度が最大値を示す。この超電導シールド部の温度が臨界温度を超えないように制御できれば、即時再送電可能と考えられる。

そこで、超電導シールド導体の温度が定格電流 2kA の臨界温度 92K に到達するまでの事故電流継続時間を各事故電流において計算した。計算結果を図 5.1.2-1 に示す。

これから、31.5kAの電流が通過しても、0.09sec以下に継続時間を抑えることができれば、即時再送電が可能であると思われる。尚、超高压ケーブルの遮断器には高速(3cycle)で遮断されるもの⁽²⁾も採用されており、3cycleは、0.06sec@50Hz、0.05sec@60Hzであるので、0.09sec以内の遮断は実現可能と考えられる。

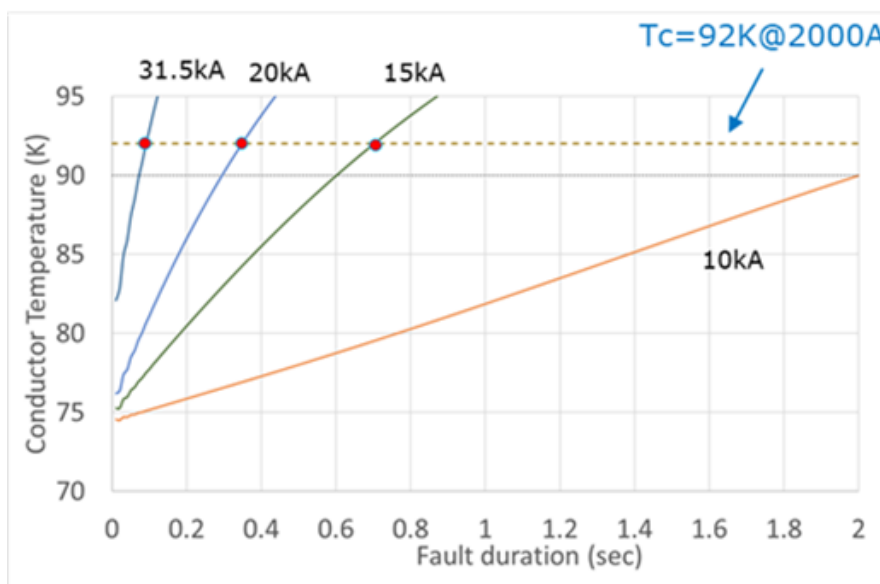


図 5.1.2-1 即時再送電可能な短絡電流継続時間⁽¹⁾

超電導ケーブルが導入される場所にもよるが、一般に変電所に近い場所で、超電導ケーブルのすぐ近隣で事故が起こった場合、大きな短絡電流が流れることが判っている。3.1 節で示したように、東京電力の旭変電所の場合、事故解析の結果、最大の短絡電流は 20kA 程度であった。この場合、図 5.1.2-1 から、臨界温度を超えない継続時間は約 0.27 秒であり、通常の遮断速度でも十分対応できるレベルであることが判る。また、3.1 節で記述したように、超電導ケーブルの近隣の事故の場合は、即時再送電が不要なケースが多いと思われる。

超電導ケーブルの場合、臨界電流を超える大きな短絡電流が流れた場合、発熱により、導体部や冷媒の温度が上昇し、ケーブルが超電導状態に戻るまでは再送電できない。従って、超電導ケーブルが導入される場所の事故解析を事前に行い、どのような短絡電流が実際に流れるかを把握しておくことが重要である。実際に流れる短絡電流の大きさによって、遮断速度の速い遮断器を導入し、即時再送電を可能にすることができる。

尚、世界各国で限流器の開発が行われており、1.2.2 項で紹介した Essen での超電導ケーブルには 10kV 級の限流器が導入されている。この限流器を用いれば、超電導ケーブルに流入する短絡電流の大きさを小さく(限流)できるので、即時再送電に有効であると考えられる。今後の高電圧用限流器の実用化に期待したい。

5.2 地絡事故時の対応

第4章では、超電導ケーブル内で地絡事故が起こった場合、液体窒素が漏洩しないように、断熱管を貫通しない保護層について検討した。しかし、1.5kA、2secの地絡電流の場合は、断熱管を貫通させないためには、保護層の厚みが厚くなり、超電導ケーブルのコンパクト性が失われることが判った。従って、保護層の厚みを薄くし、地絡電流が大きな場合には断熱管が貫通し、液体窒素が漏洩することとなるため、マンホール内で液体窒素が漏洩した場合の挙動を解析した。

本節では、66kV電力ケーブルの実規模レベルでのマンホールで液体窒素が漏洩した場合をシミュレーションし、その対応について検討した。また、地絡エネルギーが小さい場合は、液体窒素は漏洩しないが、地絡時の発熱による液体窒素の圧力変化について検討しその影響について考察した。

5.2.1 実規模マンホールでのシミュレーション

4.3.1項の小型マンホール、4.3.2項の1/4モデルのマンホール試験結果と4.3.1(2)項の解析手法で求めた計算結果がよく一致することから、その解析手法を用いて、実規模でのマンホールで液体窒素が漏洩した場合の挙動を計算により推定した。

解析モデルを図5.2.1-1に示す。マンホールの内寸は3m×6m×3mであり、マンホールの側面部には3×3の管路口が設けられている。解析においては、液体窒素の漏洩量をパラメータとし、ここでは5L/minと50L/minについて計算した。尚、50L/minの漏洩量は、超電導ケーブル内部に流れている液体窒素の流速から選定したもので、最大の漏洩量と考えている。

解析結果として、圧力変化を図5.2.1-2に示す。図より、50L/minの漏洩量の場合、マンホールの内圧が300kPaGに達するのは漏洩発生から5分後である。マンホールの蓋が吹き飛ばすような爆発事故に比べて、非常に緩やかな圧力変化であることから、蓋が吹き飛ばすようなことはなく、蓋からガスが漏れ出している程度と考えられる。

尚、漏洩が継続するとマンホール内に液体窒素が溜まり、マンホール内の他ケーブルやジョイントに損傷を与える可能性があるため、地絡事故発生時は、液体窒素の漏洩量を少なくするために、すぐに液体窒素を圧送する循環ポンプの停止を行うべきと提案する。

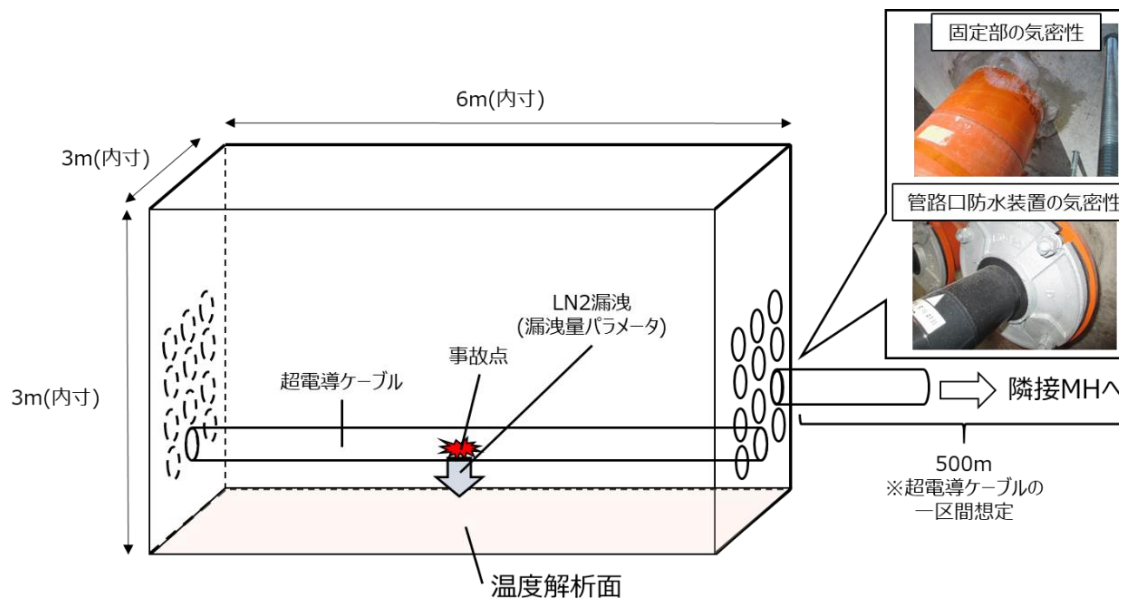


図 5.2.1-1 実規模マンホールの漏洩解析モデル

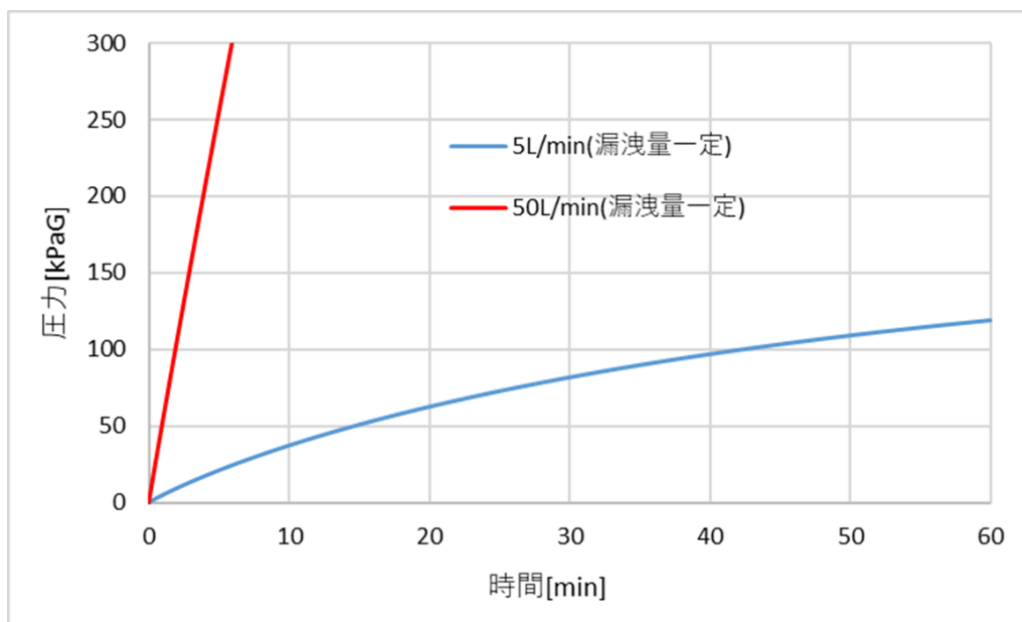


図 5.2.1-2 実規模マンホールの圧力変化⁽¹⁾

5.2.2 液体窒素が漏洩しない場合の挙動解析

地絡によるアークエネルギーにより断熱管が貫通しない場合でも、そのエネルギーが冷媒である液体窒素をガス化させ、断熱管の破裂や端末部の損傷を引き起こすことが懸念される。本項では、シミュレーションに必要な液体窒素中の圧力伝播速度を He ガス試験で測定し、その後、液体窒素中の圧力上昇とその圧力伝播についてシミュレーションを行った。

(1) 液体窒素中の圧力伝播速度の測定

断熱管内でケーブルコアが絶縁破壊し、その地絡エネルギーによる圧力上昇をシミュレーションすることを検討する。そのためには、液体窒素中の圧力伝播速度が液体窒素の圧力による影響を知る必要があり以下の試験を行った。図 5.2.2-1 に試験装置の概要を示す。高圧源である高圧 He ガスと液体窒素との間に金属薄板を設けており、高圧力が印加されれば金属薄板が破損し、高圧力が液体窒素に瞬時に印加できるようにしている。尚、高圧ガスとしては液体窒素温度で液化しない He を選択した。液体窒素中の初期圧力は 0.2、0.5、0.8MPaG とした。液体窒素中の平均圧力伝播速度は図中の圧力計①と圧力計②で計測した圧力波形の反応時間の差異から算出した。その結果を表 5.2.2-1 に示す。液体窒素の初期圧力が 0.2~0.8MPaG の範囲で変化しても、液体窒素中の圧力平均伝播速度は 851~889m/s であり、圧力による影響は大きくないことが判った。測定された伝播速度は、大気圧飽和状態の液体窒素中の音速 (853 m/sec⁽³⁾) 程度であり、(2)のシミュレーションではこの音速値を使用することとした。

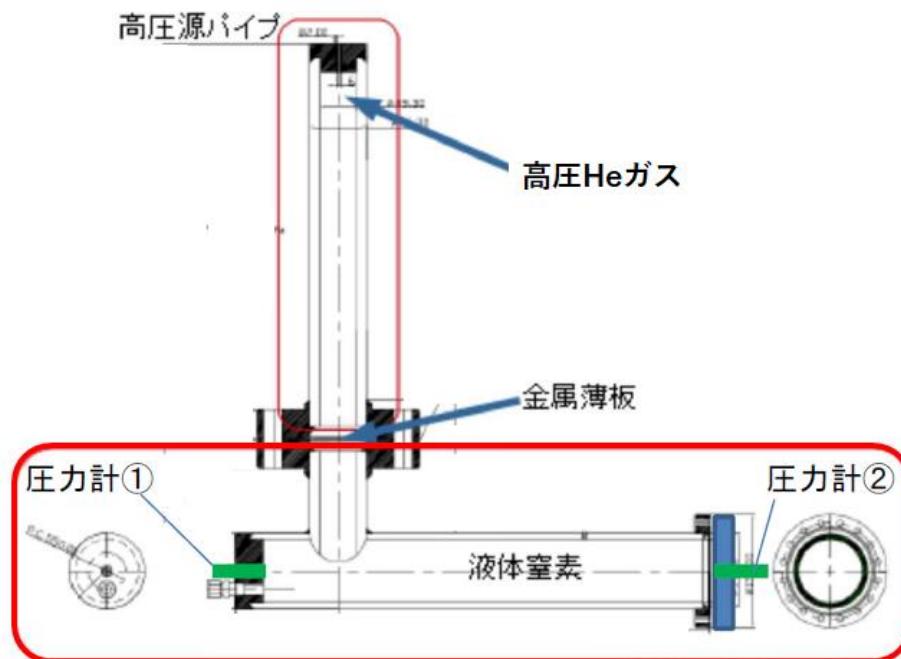


図 5.2.2-1 液体窒素の圧力伝播速度測定の実験装置概要

表 5.2.2-1 高圧 He ガス試験結果

試験No.	LN2 初期圧力	He 印加圧力	平均伝播速度
1	0.2MPaG	0.6MPaG	869m/sec
2	0.5MPaG	1.9MPaG	889m/sec
3	0.8MPaG	1.1MPaG	851m/sec

(2) 地絡発生時の断熱管内部の圧力とその伝搬

地絡発生時に超電導ケーブルの断熱管が貫通しない場合の液体窒素中の圧力上昇とその圧力伝播について解析した。解析モデルは軸対称モデルとし、超電導ケーブルの長手方向を x 、 $x=0$ を地絡点とし、時間 $t=0$ で事故発生を模擬する地絡エネルギーを与えた。地絡エネルギーは、断熱管が貫通しないエネルギーとして $50\text{kJ}/0.5\text{sec}$ (約 $0.5\text{kA}/0.5\text{sec}$ 相当) を与えた。初期条件として液体窒素温度を 77K 、初期圧力を 0.2MPaG とした。解析の結果を図 5.2.2-2 に示す。地絡点($x=0\text{m}$) の最大圧力上昇は 0.5sec 後に約 1.8MPa と計算されたが、 $x=10\text{m}$ の地点では最大圧力上昇は 0.5sec 後に約 0.1MPa であった。このことより、本解析条件では、断熱管を破損するほどの圧力上昇は発生しないこと、また圧力上昇は地絡地点付近に限定され、 10m 離れると圧力上昇は $1/18$ に低減することが判った。

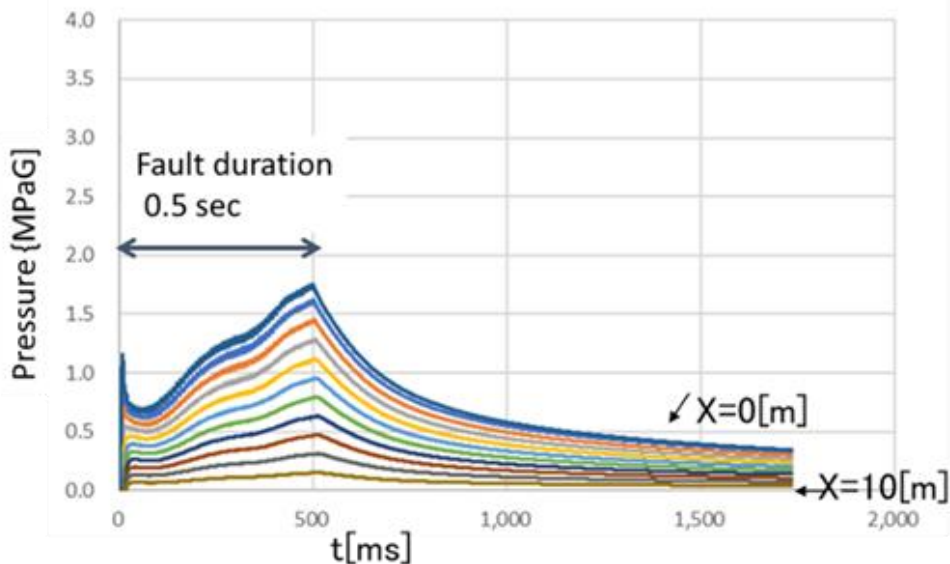


図 5.2.2-3 地絡時の断熱管内部の圧力変化⁽⁴⁾

5.3 まとめ

実システムに導入した超電導ケーブルにこれらの事故が発生した場合、外部への影響を軽減する方策や対応について検討した。

5.1 節では超電導ケーブルに短絡電流が通過した際に発生する圧力を低減する方策を検討した。3.4 節の 31.5kA/2sec 時のシミュレーションでは、最大圧力が 3MPaG に達する結果となったが、コルゲート管の弾性限界である 2MPaG を以下に圧力を抑える必要がある。圧力を低減する方策として、リザーバタンクのガス体積を大きくすることで圧力を抑制できることを見出し、実際にガス体積が 10000L であれば 2MPaG 以下に圧力が抑えられ、本方策が有効であることを示した。

また、早期の再送電には、短絡電流を即座に遮断することが有効であり、各短絡電流において、即時再送電が可能な遮断時間を計算により求め、実用されている遮断器で対応できることを示した。

5.2 節では地絡事故においてマンホールに液体窒素が漏洩する場合の影響検討を行い、66kV 級の実際のマンホールで液体窒素の漏洩をシミュレーションし、内圧が 0.3MPaG に達するには約 5 分かかると判り、マンホールの蓋が飛散するのではなく、蓋が持上がり圧力を逃がすような現象になることが判った。一方、地絡によって断熱管が貫通しないケースでは、地絡エネルギーにより内部の液体窒素がガス化し、破裂する危険性が危惧されたが、シミュレーションの結果、圧力上昇は 1.8MPa 程度であり、断熱管が破裂しないレベルであった。また、長手方向の圧力伝播も 10m ほどで、1/18 に圧力が低減するので、事故点近傍に影響が限定されることが判った。従って、検討した範囲内では、超電導ケーブルに地絡事故が発生しても公衆災害に繋がらないことが判った。

このように、超電導ケーブル内で地絡事故が起きた場合、通常の OF ケーブルと同様にケーブル自身は大きな損傷を受けるが、火災は引き起こさない。地絡電流の大きさによっては液体窒素が漏洩し、蒸発した窒素ガスが閉塞した場所に流れこめば、酸欠や破裂を引き起こす可能性がある。マンホール内の漏洩を検討したが、蓋が飛散するようなことは起こらず、周囲への影響は外部への窒素ガスの漏洩となるが、無臭、無毒であり公衆災害には至らないと考えられる。但し、マンホール内は酸欠状態になっている可能性が高く、入坑時は十分な喚起と、酸素濃度の測定が必要となる。地絡電流が小さい場合は、液体窒素が漏洩せず、内部の圧力変化もすぐに減衰するため、大きな影響は与えないと考えられる。

第5章の参考文献

- (1) Takato Masuda, et.al., "Simulation studies of fault events in 66 kV superconducting cable", IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 31, No. 5 (2021)
DOI: 10.1109/TASC.2021.3063663
- (2) 「縮小型 72-145kV ガス絶縁開閉装置「SDH714」」、富士電機 WEB、2016 年 11 月 28 日公開
- (3) Allan J. Zuckerwar and David S. Maze, "Sound Speed Measurements in Liquid Oxygen-Liquid Nitrogen Mixtures", NASA Technical Paper 2464 (1985)
- (4) Takato Masuda and Tomoo Mimura, "A study on the actual application of superconducting cables to the network -Studies for short circuit fault and ground fault-", submitted to 15th European Conference on Applied Superconductivity (EUCAS 2021), 85, Sept. 9th in 2021, on the web

第6章 総括

6.1 本研究の意義

超電導ケーブルは大容量の電力をコンパクトな形状で、低損失に送電することができ、大都市での地下送電ケーブルや変電所間を結ぶ電線路への応用が期待されている。1.3 節に記述したように、既に世界各国で実線路での実証試験が行われており、これまでの試験や運転結果から、超電導ケーブルは安定に電力送電できることが実証されている。

一方、既存の電力ケーブルでもいえることであるが、長時間使用を続けることによる経年劣化や、外的要因による損傷などでケーブルに不具合が起こり、大きな事故を引き起こすことが考えられる。特に、系統の短絡事故や地絡事故により超電導ケーブルの断熱管が破損した場合、あるいは液体窒素の圧力が上昇して断熱管が破裂した場合には、液体窒素が外部に噴出し、周囲の設備や人に冷却による損傷や、閉塞空間に漏れ出した場合の酸欠などを引き起こし、公衆災害となる危険性がある。

しかしながら、超電導ケーブルは、構造のコンパクト性、低損失の特性、低温での電気特性などの技術開発が先行し、安定に送電することは検証されてきたが、これらの事故に対する安全性やその対策については、十分に検討されてこなかったといえる。

本研究では、超電導ケーブルに想定される事故のうち、(1)超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合、(2)超電導ケーブルに地絡事故が起こった場合、の2ケースについて、模擬試験等でデータを収集し、実規模ケーブルを想定したシミュレーションを行うことで事故時の超電導ケーブルへの影響を把握・解析し、事故の影響を軽減する方策を検討した。

6.2 本研究の成果のまとめ

第1章では、研究対象である超電導ケーブルの初期導入時のコストや送電損失について計算を行い、それぞれ CV ケーブルの 60%に低減できることが判り、超電導ケーブルの実用化にメリットがあることを示した。続いて、その超電導ケーブルが世界各国で開発されていることを記述し、その期待度が大きいことを示した。次に、実用運転の例として横浜プロジェクトでの超電導ケーブル実証運転の結果から、通常時には電力を安定に送電できることを示した。

これまでの超電導ケーブルの実証試験や結果から、通常時には安定に運転できることが判ったが、事故時の対応策が検討されていないことを指摘し、事故時の現象把握とその影響を軽減する方策を検討することとした。

第2章では、超電導ケーブルの構造と電氣的設計手法について記述した。これまでに開発されている超電導ケーブルの構造としては、単心型ケーブル、三心一括型ケーブル、三相同軸型ケーブルがあり、ここでは横浜プロジェクトで採用した三心一括型ケーブル構造について概要を説明した。

超電導ケーブルでは、交流損失を最小にすることが重要で、各層電流を均流化する方法について記述し、計算結果として各層のスパイラルピッチを示した。その結果、短尺ケーブルの試験結果で超電導導体と超電導シールドの交流損失の和が、1 W/m/ph@2kA 以下になることを実証した。

電気絶縁設計としては、超電導ケーブルの試験電圧の計算方法について記述し、交流耐電圧試験値が90kV、雷インパルス耐電圧試験値が±385kVであることを示した。それらの試験電圧と絶縁材料である液体窒素中のPPLPの特性から、電気絶縁層の厚みを計算し、5.3~5.5mmの厚みが必要であることを示した。尚、横浜プロジェクトでは裕度を考慮し設計厚みとしては7mmとした。

第3章では、超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合の現象解析や、その対応について検討した。

旭変電所での短絡電流解析から、即時再送電不要な場合は最大で18kA、2sec、即時再送電が必要な場合は最大で10kA、2secの短絡電流が流れることが判った。ただし、再送電不要な場合は、遮断器の規格から31.5kA、2secとした。

上記のような大電流が超電導ケーブルに流れる場合、超電導線を増やすのではなく、銅撚線フォーマや銅シールドに短絡電流が迂回する構造を考案し、フォーマ、銅シールドのそれぞれの断面積を140mm²、80mm²とした。

長尺超電導ケーブルに短絡電流が流れた場合、その発熱による液体窒素の温度・圧力への影響を調べるため、40m超電導ケーブルシステムを構築し、短絡模擬試験を実施した。温度の実測値は開発した計算コードによる計算値と概ね一致することが判った。圧力については2つのピークが発生することが判り、peak Aについては、超電導シールド層の発熱による液体窒素の気化が原因であることを示した。peak Bについてはシステム内の気相体積の変化によることが判り、計算コードに反映した。

次に、実用化時を想定した3km超電導ケーブルをモデルとして、短絡電流が通過した際の各部の温度・圧力を開発したコードで計算を行い、現象の把握を行った。31.5kA、2secの場合、液体窒素の温度・圧力は、それぞれ3000秒後に112K、3MPaGの最大値をとるが、断熱管の破裂圧力15MPaGよりは小さく破裂は起こらないことが判った。導体部の温度解析から超電導導体の温度は1時間以上もの間92K(2000Aでの導体臨界温度)を超えており、即時再送電ができないことを示した。一方、10kA、2secの場合は超電導部の温度は76Kまでしか上昇せず、超電導状態を維持することができるので、即時再送電が可能であることを示した。

第4章では、超電導ケーブル内部で絶縁破壊による地絡が発生した場合、断熱管が破損し液体窒素が漏洩しないように保護層の検討を行った。尚、地絡電流は 66kV 系統での最大値である 1.5kA、継続時間 2sec とした。

まず、保護層の材料や構成を検討するためにシート試験を行い、アラミド繊維を積層する構成が保護層に適していることが判った。しかしながら、ケーブルコア試験では、シート試験で選定したアラミド繊維の構成では断熱管に見立てたコルゲート管を保護できず貫通する結果となった。このシート試験とケーブルコア試験との相違について、地絡時のアークにより構成材料が気化して発生する高温ガスの挙動が影響しているとの仮説をたて、保護シートをシート試験の形状に近い縦添えシート試験を行った。その結果、高温ガスの逃げ代が大きくなるほど少ない枚数のアラミド繊維でより長い時間コルゲート管を保護できることが判り、断熱管を保護する手法として保護シートの縦添え配置が有効であることを示した。この高温ガスの影響を小さくすることを目的に、アラミド繊維とアラミド紙を組合せた保護層を検討し、シート試験により 1.5kA、2sec で SUS 板を貫通せず、発生エネルギーが最小となる構成を見出した。そのアラミド繊維とアラミド紙を組み合わせた保護シートを縦添え配置した試験を行い、保護シートが 9mm 以上でコルゲート管を保護できることが判った。

しかしながら、この厚みでは超電導ケーブルのコンパクト性が失われるので、保護シートを薄くし断熱管が破損することを許容することとした。そこで、コルゲート管が破損する地絡条件を調査し、保護シートの厚み 3.6mm と 7.2mm の場合、断熱管を破損する地絡エネルギーは、それぞれ約 50kJ、100~150kJ であることが判り、断熱管を破損する目安の地絡エネルギーを得ることができた。

次に、断熱管が貫通する場合を想定し、マンホールに液体窒素が漏洩した場合の現象把握と解析を行った。小型マンホールを使った液体窒素漏洩試験を実施し、床面温度や内部の圧力変化の実測値が、開発した計算手法による計算結果とよく一致することを示した。さらに、実規模マンホールの 1/4 モデルのマンホールを用いて液体窒素の漏洩試験を行い、床面の温度変化や液体窒素の貯液レベルを実測した。それらの結果が開発した計算手法による計算結果と良く一致することが判り、その計算手法が実規模マンホールでの解析に有効であることを示した。尚、マンホール内の酸素濃度はすぐに酸欠レベルになる結果となり、マンホールに入坑する際は万一の事故に備えて運転を停止するなどの処置を行うべきと考える。

第5章では、実系統に導入した超電導ケーブルにこれらの事故が発生した場合、外部への影響を軽減する方策や対応について検討した。

短絡事故時の対応としては、超電導ケーブルに短絡電流が通過した際に発生する圧力を低減する方策を検討した。第3章の 31.5kA/2sec 時のシミュレーションでは、最大圧力が 3MPaG に達する結果となったが、コルゲート管の弾性限界である 2MPaG を

以下に圧力を抑える必要がある。圧力を低減する方策として、リザーバタンクのガス体積を大きくすることで圧力を抑制できることを見出し、実際にガス体積が 10000L であれば 2MPaG 以下に圧力が抑えられ、本方策が有効であることを示した。

また、早期の再送電には、短絡電流を即座に遮断することが有効であり、各短絡電流において即時再送電が可能な遮断時間を計算により求め、実用されている遮断器で対応できることを示した。

地絡事故時の対応としては、マンホールに液体窒素が漏洩する場合の影響検討を行い、66kV 級の実際のマンホールで液体窒素の漏洩をシミュレーションし、内圧が 0.3MPaG に達するには約 5 分かかると判り、マンホールのふたが飛散するのではなく、持ち上がり圧力を逃がすような現象になることが判った。一方、地絡によって断熱管が貫通しないケースでは、地絡エネルギーにより内部の液体窒素がガス化し、破裂する危険性が危惧されたが、シミュレーションの結果、圧力上昇は 1.8MPa 程度であり、断熱管が破裂しないレベルであった。また、長手方向の圧力伝播も 10m ほどで、1/18 に圧力が低減するので、事故点近傍に影響が限定されることが判った。従って、検討した範囲内では、超電導ケーブルで地絡事故が発生しても公衆災害に繋がらないことを示すことができた。

以上、超電導ケーブルの事故時の現象解析や影響検討を行い、短絡電流通過時の圧力低減方法や再送電可能な遮断時間を提示した。また、地絡事故の場合、液体窒素の漏洩は地絡エネルギーの大きさによっては発生するが、マンホールに漏洩しても公衆災害に繋がらないことを示すことができた。

6.3 超電導ケーブル実用化へ残された課題

このように事故に対する考察を進めることができたが、超電導ケーブルの実用化には、下記に示す残された課題があると考えている。

①冷却システムの安定性、信頼性

超電導ケーブルの長期特性に関しては、冷凍機や循環ポンプの信頼性が課題である。これらの機器が故障すると、超電導ケーブルを冷却できなくなるので、送電を停止せざるを得なくなる。横浜プロジェクトでは、冷凍機やポンプの故障に備え、予備機を常備させ異常に備えた。これらの低温機器は、約 1 年に 1 回の定期点検が必要である。従来の電力設備においても定期点検は必要であるが、概ね 3 年に 1 回であり、冷凍機、ポンプのメンテナンス間隔を伸ばしていく必要がある。このように、冷凍機やポンプといった低温機器の長期信頼性やメンテナンスに関して、課題があるといえる。

②経済性

超電導ケーブルの特徴はコンパクトな形状で大容量の電力を送ることである。1.2節で記述したように、超電導ケーブルを建設する費用は、同じ容量の電力を送電する従来ケーブルに比べて安価でないと、その導入ケースは増えていかないと考えられる。1.2節で示したように、建設コストの比較には、洞道や管路などの土木費を含んだ比較となるため、国や場所によって異なり、それぞれの適用箇所によって詳細なコスト計算が必要になる。

一方、超電導ケーブル自身のコストも低減していく必要がある。現在、BSCCO 線材の価格は、10¥/Am といわれており、図 1.2.1-3 に示す通り、建設コストを低減するためには、線材の価格を現状の 1/2 程度に引き下げる必要がある。線材メーカーでは、価格低減に向けて取り組んでおられ、近い将来 5~6¥/Am は実現できるものと期待される。

ランニングコストに関しては、超電導ケーブルに発生する熱量を冷却する冷凍機の電気代が低減をすることが課題である。超電導ケーブルでは、2.2 節で述べた交流損失の低減が重要となる。また、本稿では取り上げなかったが、断熱管からの侵入熱低減が重要となる。この侵入熱は送電電流に関わらず一定であるため、常に冷却が必要な熱量である。横浜プロジェクトでは、断熱管の侵入熱は 2.5W/m であったが、その後の開発で 1.8W/m が達成できている。

一方、冷凍機の効率向上も必要である。横浜プロジェクトのスターリング冷凍機において、77K での発熱 1W を冷却するための冷凍機動力は、約 25W で、その COP は、約 0.04 であった。図 1.2.1-4 に示すように、冷凍機の COP が 0.1 であれば、超電導ケーブルの送電損失は、従来の 1/2 程度に削減できる。冷凍機の COP については、横浜プロジェクトにおいて、ブレイトン冷凍機が開発され、その COP が 0.1 近くであることが示されている。

このように経済性については、現状は従来ケーブルと比べてまだ十分低コストであるといえないが、その開発は進められており、近い将来達成できるものと考えられる。また、場所によっては、経済性できるのではなく、超電導ケーブルしか適用でない場所もあると考えられ、そういったケースから超電導ケーブルの適用が始まっていくと思われる。

本研究では超電導ケーブルの実用化に向けて事故時の安全性確保に関して焦点を当て、各種試験、シミュレーション、考察を行い、事故時の現象把握とその対策案を示した。現在、世界各国で超電導ケーブルの実証試験が実施されているが、この安全性に対する課題に対して十分な検討や検証を行っている研究機関は少なく、本研究成果が超電導ケーブルの実用化の一助になれば幸いである。

付録 長尺超電導ケーブルのシミュレーション手法

長尺超電導ケーブルシステムにおける短絡事故の影響を評価するため、短絡事故時の超電導ケーブルの温度や圧力を模擬する解析コードの開発が必要であった。ここでは早稲田大学が開発した計算コードについて説明する。

(1) 温度解析手法⁽¹⁾⁽²⁾

66kV 級超電導ケーブルは三心のケーブルコアが、断熱管内に収納される三心一括型構造である。ケーブルコアは中心から順に、銅フォーマ、超電導導体層(以下、HTS 導体層)、絶縁層、超電導シールド層(以下、HTS シールド層)、銅シールド層、保護層を持つ。絶縁層には PPLP、保護層にはクラフト紙を使用している。

解析に際して構造・物性を細分化して設定すると、計算が煩雑となるため、構造や各部の物性値などを考慮し、以下の 3 つの仮定を設けることで計算を簡略化する。

(a) 銅フォーマ/HTS 導体層、及び HTS シールド層/銅シールド層をそれぞれ銅の導体層、銅のシールド層と見なす。

(b) 銅の熱伝導率が十分大きいとし、導体層及びシールド層の温度は径方向で一様とする。

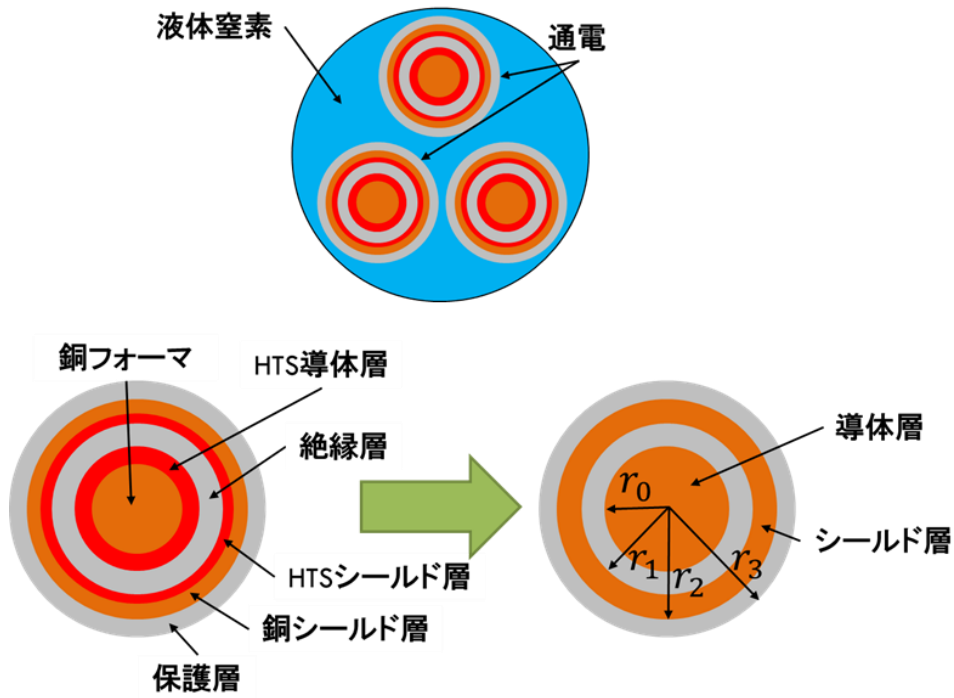
(c) 絶縁層・保護層の熱伝導率は銅に比べて極めて小さいとして長手方向の伝熱を無視する。

モデルケーブルの断面図について、仮定(a)と併せて付図-1 に示す。

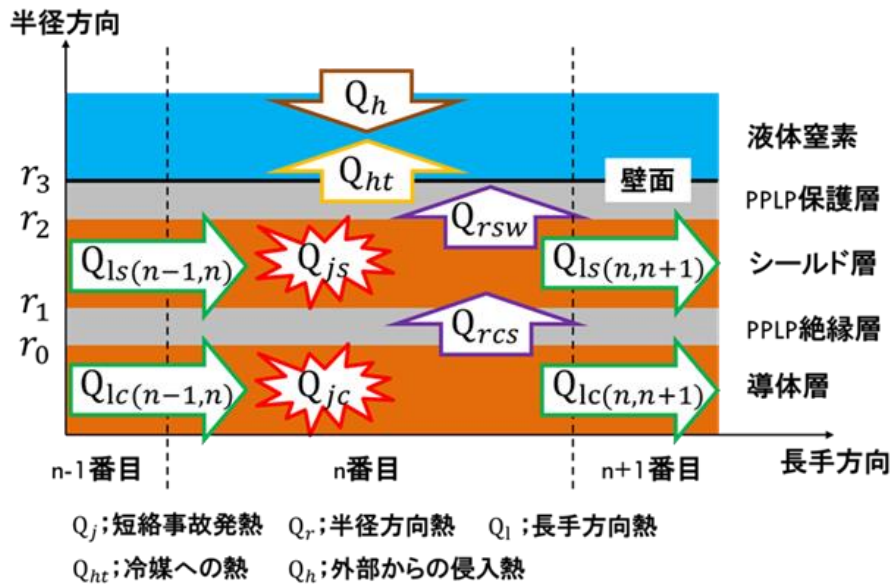
温度解析はケーブルを長手方向に分割し、各要素で半径方向と長手方向の 2 次元で実施した。付図-2 にケーブル長手方向の断面図と熱の流れを示す。また、付表-1 に使用した値を示す。横軸が長手方向、縦軸が半径方向であり、添え字の r 、 l はそれぞれ半径方向と長手方向の熱の流れを示す。 c 、 p 、 s 、 w は、それぞれ導体層、PPLP、シールド層、ケーブルコア壁面を示し、 j は短絡事故によるジュール熱を示す。 Q_h はコルゲート管外部からの侵入熱、 Q_{ht} はケーブルコア壁面から冷媒液体窒素に伝わる熱伝達を表している。

付表-1 温度解析のパラメータ

記号	項目	値
r_0	導体層の半径	12.38 mm
r_1	絶縁層の半径	19.95 mm
r_2	シールド層の半径	22.09 mm
r_3	保護層の半径	23.00 mm
r_4	断熱管内管の内径	53.50 mm
k_p	PPLP の熱伝導率	0.05 W/m/K
F	ファニングの摩擦係数	0.0175



付図-1 超電導ケーブルの断面図



付図-2 ケーブル内の熱の流れ

付図-2 における各熱量の関係は、短絡電流通過時の導体層、シールド層の各熱伝導方程式として、(付-1)式、(付-2)式として表すことができる。

$$\rho_{cu}c_{cu}\frac{\partial T_c}{\partial t} = k_{cu}\frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + Q_{jc} - Q_{rcs} + Q_{lc} \quad (\text{付-1})$$

$$\rho_{cu}c_{cu}\frac{\partial T_s}{\partial t} = k_{cu}\frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} + Q_{js} + Q_{rcs} - Q_{rsw} + Q_{ls} \quad (\text{付-2})$$

式中の T は温度、 ρ は密度、 c は比熱、 k は熱伝導率を示す。(付-1)式、(付-2)式の熱伝導方程式は、径方向の熱のやり取りは外部からの熱量として式に挿入し、周方向に温度分布は無いと仮定し、長手方向一次元の非線形熱伝導方程式とみなす。有限差分法でこれを解くことで各部の温度を導き出すことができる。また、付図-2 の各熱量は以下の(付-3)式～(付-7)式で導かれる。ただし、 Q_{jc} 、 Q_{js} 、 Q_h はそれぞれ導体層の発熱、シールド層の発熱、断熱管の侵入熱であることから、定数として与える。

$$Q_{rcs}|_{t-\Delta t}^n = \frac{2\pi k_p(T_c|_{t-\Delta t}^n - T_s|_{t-\Delta t}^n)}{\ln\left(\frac{r_1}{r_0}\right)} \quad (\text{付-3})$$

$$Q_{rsw}|_{t-\Delta t}^n = \frac{2\pi k_p(T_s|_{t-\Delta t}^n - T_w|_{t-\Delta t}^n)}{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)} \quad (\text{付-4})$$

$$Q_{lc}|_t^n = \frac{S_c}{dl} k_{cu} \{(T_c|_{t-\Delta t}^{n-1} - T_c|_{t-\Delta t}^n) - (T_c|_{t-\Delta t}^n - T_c|_{t-\Delta t}^{n+1})\} \quad (\text{付-5})$$

$$Q_{ls}|_t^n = \frac{S_s}{dl} k_{cu} \{(T_s|_{t-\Delta t}^{n-1} - T_s|_{t-\Delta t}^n) - (T_s|_{t-\Delta t}^n - T_s|_{t-\Delta t}^{n+1})\} \quad (\text{付-6})$$

$$Q_{ht} = 2\pi r_3 h_t (T_w - T_{LN2}) \quad (\text{付-7})$$

dl は要素長、 T_w はケーブルコア表面温度、 T_{LN2} は冷媒液体窒素の温度を示す。 $r_0 \sim r_3$ は付表-1 に示す通りである。 h_t はケーブルコア表面から冷媒液体窒素への熱伝達係数を示す。冷媒の流れは乱流であるため h_t は(付-8)式で導かれる。

$$h_t = \frac{0.023 Pr^{0.4} Re^{0.8} k_{LN2}}{De} \quad (\text{付-8})$$

Pr 、 Re はそれぞれプラントル数、レイノルズ数を示し、 De は水力直径を示す。

ケーブルコア壁面温度は、保護層における半径方向熱流速が壁面における冷媒への強制熱伝達による熱流束と等しいと仮定して導き出す。冷媒の物性値は流体の特性を計算するコンピュータプログラムである GASPAC を用いて計算した。GASPAC は二つのパラメータ（圧力、温度、エンタルピー等）を入力することで、その他の物性値を出力するものであり、本研究ではエンタルピーと圧力を入力パラメータとした。事故発生から t 時間後の n 番目の要素におけるエンタルピー H 及び圧力 P を導く式をそれぞれ(付-9)式、(付-10)式に示す。

$$H|_t^n = H|_{t-\Delta t}^n + \frac{2Q_{ht}|_{t-\Delta t}^n + Q_h}{V_{LN2} \rho_{LN2} |_{t-\Delta t}^n} \Delta t + \frac{v|_{t-\Delta t}^n}{dl} \Delta t (H|_{t-\Delta t}^{n-1} - H|_{t-\Delta t}^n) \quad (\text{付-9})$$

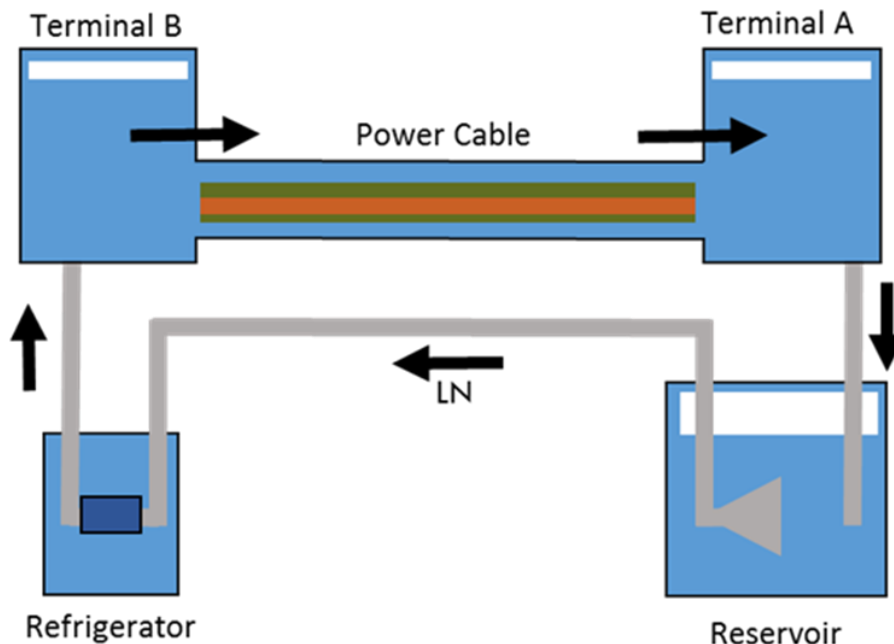
$$P|_t^n = P|_t^{n-1} - \frac{2f \rho_{LN2} |_{t-\Delta t}^{n-1} (v|_t^{n-1})^2 dl}{De} \quad (\text{付-10})$$

V_{LN2} は冷媒液体窒素の要素体積、 ρ_{LN2} は冷媒の密度、 v は流速、 f はフアニング摩擦係数をそれぞれ表す。

(2) 圧力解析手法⁽³⁾

(付-10)式はケーブル長手方向における圧力損失を示すものである。しかし、実際のケーブルシステムでは、長手方向に対する圧力変化の他、システム全体のベース圧力が変化することが考えられる。これは、ケーブルシステムは閉ループ内に液相部と気相部を有すること、短絡事故時に液相部の温度が上昇し体積膨張を起こすことで閉ループ内の気相部が逆に圧縮され、圧力が上昇し得るためである。このような圧力計算はケーブル部だけではなく、端末部や冷却システムの構成も考慮する必要がある。

付図-3 に端末部や冷却システムを考慮したケーブルシステムの概略図を示す。ケーブル入口部の冷媒圧力 P_{in} を求めた後、(付-10)式を長手方向に順次適用することでケーブル全体の圧力を求めることができる。よって、(付-11)式を用いて入口部の冷媒圧力を求める。



付図-3 ケーブルシステム概略図

$$P_{in} = \frac{P_0}{1 - \Delta V_{Liq}/V_0} \quad (\text{付-11})$$

ΔV_{Liq} は初期状態を基準としたときの冷却システム全体における液体体積変化量、 V_0 は初期状態での冷却システム全体における気体体積を表している。

ΔV_{Liq} を求めるために、付図-3 で示した部分の冷媒の温度変化を算出し、そこから冷媒の密度変化を求めた。また、気化や凝縮による冷媒の物質量的変化が存在しないと仮定し、密度変化から体積変化を求めた。このとき、入口端末 (Terminal B) 部の体積変化は初期条件で冷媒温度一定のため考慮していない。

出口端末の冷媒温度は、ケーブル部出口地点の冷媒が流量分だけ出口端末部に流れ込み、端末内からは流量分だけ流れ出て、端末内で流れ込んだ冷媒が瞬時に混ざり温度は均一になるという仮定のもと以下の(付-12)式を用いて計算した。

$$T_{LN2}|_t^A = \frac{T_{LN2}|_{t-\Delta t}^A \times (V_{LN2}|_{t-\Delta t}^A - V_L) + T_{LN2}|_{t-\Delta t}^{Lend} \times V_L}{V_{LN2}|_{t-\Delta t}^A} \quad (\text{付-12})$$

ただし、添え字 A は出口端末 (Terminal A)、Lend はケーブル出口部分を表し、 V_L は刻み時間での流量を示す。これにより、求めた冷媒温度と冷媒圧力を使って GASPAK より出口端末の冷媒密度をそれぞれ算出する。そして、求めた冷媒密度から(付-13)式でそれぞれの冷媒体積を求めている。また、ケーブル部の n 番目の要素での冷媒体積の求め方を(付-14)式に示す。

これらにより、各部、各時間における体積を求めることができる。このように、各部の液体窒素の時間ごとの体積が求めることができるので、それらの総和から ΔV_{Liq} を求めることができ、(付-11)式の P_{in} を求めることができる。

$$V_{LN2}|_t^A = V_{LN2}|_{t-\Delta t}^A \times \frac{1/\rho_{LN2}|_t^A}{1/\rho_{LN2}|_{t-\Delta t}^A} \quad (\text{付-13})$$

$$V_{LN2}|_t^n = V_{LN2}|_{t-\Delta t}^n \times \frac{1/\rho_{LN2}|_t^n}{1/\rho_{LN2}|_{t-\Delta t}^n} \quad (\text{付-14})$$

参考文献

- (1) Y. Sato, et. al., "Temperature and pressure simulation of a high-temperature superconducting cable cooled by subcooled LN₂ with fault current," IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 25, No. 3 (2015) DOI: 10.1109/TASC.2014.2387119
- (2) N. Takeda et al., "Temperature and pressure simulations of 66 kV 40m HTS cable system in short-circuit current accidents compared with experimental results," IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 27, No. 4 (2017), DOI: 10.1109/TASC.2017.2656780
- (3) D. Horita, et. al., "Comparison between simulation and experimental results of liquid nitrogen coolant distribution in a 66- kV 40-m model HTS power cable system experiencing short-circuit accidents," IEEE Transactions Applied on Superconductivity, Vol. 29, No. 5 (2019) DOI: 10.1109/TASC.2019.2895676

謝辞

本研究の遂行ならびに本論文の作成に際して、懇切丁寧なご指導とご鞭撻を賜りました 名古屋大学大学院工学研究科電気工学専攻教授 早川 直樹 先生に厚く御礼申し上げます。

本研究の論文作成にあたり、有益なご教示とご指導を賜りました 名古屋大学大学院工学研究科電気工学専攻教授 吉田 隆 先生、同准教授 小島 寛樹 先生、ならびに京都大学大学院工ネルギー科学研究科工ネルギー応用科学専攻教授 白井 康之 先生に厚く御礼申し上げます。

本研究を実施するにあたり、超電導ケーブルの導入場所を提供頂き、実用化に向けての課題と一緒に取り組んで頂いた、東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所の本庄 昇一 様、三村 智男 様、関係者の皆様に深く感謝致します。

本研究を実施するにあたり、長尺超電導ケーブルのシミュレーションコードを共同で開発頂いた、早稲田大学 理工学部 石山 敦 先生、我妻 晃 先生、当時の学生の皆様に深く感謝致します。

本研究を実施するにあたり、超電導ケーブルの開発を共同で実施して頂いた住友電気工業株式会社の諸先輩、同僚各位に深く感謝致します。

本研究を実施するにあたり、情報交換等ご協力いただいた、名古屋大学大学院工学研究科電気工学専攻電力機器・エネルギー伝送工学研究グループ（早川研究室）の秘書様、先輩諸兄、同輩、後輩諸君に感謝いたします。

最後に、本研究を遂行するにあたり、長きにわたり支えてくれた家族に心より感謝致します。

本研究に関して発表した論文

章	論文題目	掲載雑誌	共著者
2	三心一括型超電導ケーブルの開発	電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 128, No.8, pp.827-833, 2006年8月	加藤 武志 廣瀬 正幸 佐藤 謙一
1 2 3	A new HTS cable project in Japan	IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 19, No.3, pp.1735-1739 (2009)	Hiroyasu Yumura Masayoshi Ohya Takatoshi. Kikuta Masayuki Hirose その他6名
2	Test Results of a 30m HTS cable for Yokohama Project	IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, pp.1030-1033 (2011)	Hiroyasu Yumura Masayuki Ohya Yuichi Ashibe Michihiko Watanabe その他6名
3	Safety and Reliability of 66 kV class HTS cable systems in short circuit current accidents experimental results on 40 m class system	IEEE Transactions on Applied Superconductivity. Vol. 27, No.4, (2017) DOI:10.1109/TASC.2017.2656625	Toshiya Morimura Tetsutaro Nakano Osamu Maruyama, Tomoo Mimura その他3名
1	The 2nd in-grid operation of superconducting cable in Yokohama project	Journal of Physics: Conference Series 1559, (2020) 012083	Michihiko Watanabe Tomoo Mimura Masayuki Tanazawa Hirohito Yamaguchi
3 4 5	Simulation studies of fault events in 66 kV superconducting cable	IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 31, No. 5 (2021) DOI:10.1109/TASC.2021.3063663	Toshiya Morimura Tadao Minamino Takahiro Saito Yuichi Ashibe その他2名
3 5	A study on the actual application of superconducting cables to the network -Studies for short circuit fault and ground fault-	submitted to 15th European Conference on Applied Superconductivity (EUCAS 2021), 85, Sept. 9th in 2021, on the web	Tomoo Mimura