

「次世代洋上直流送電システム開発事業
システム開発／要素技術開発」

事業原簿【公開】

(1/2)

担当部	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 スマートコミュニティ部
-----	--

概 要

プロジェクト用語集

1. 事業の位置付け・必要性について	1-1
1. 事業の背景・目的・位置づけ	1-1
1.1 背景	1-1
1.2 目的・位置づけ	1-5
1.3 目的の妥当性	1-6
2. NEDO の関与の必要性・制度への適合性	1-20
2.1 NEDO が関与することの意義	1-20
2.2 実施の効果	1-20
2. 研究開発マネジメントについて	2-1
1. 事業の目標	2-1
2. 事業の計画内容	2-3
2.1 研究開発の内容	2-3
2.2 研究開発の実施体制	2-16
2.3 研究開発の運営管理	2-17
2.4 研究開発成果の実用化・事業化に向けたマネジメントの妥当性	2-19
3. 情勢変化への対応	2-21
4. 評価に関する事項	2-21
3. 研究開発成果について	3-1
1. 事業全体の成果	3-1
2. 研究開発テーマの成果と達成度	3-5
3. 知的財産等の取得、成果の普及	3-428
4. 実用化・事業化に向けての見通し及び取り組みについて	4-1
1. 実用化・事業化に向けての見通し及び取り組みについて	4-1

(添付資料)

添付資料 1 プロジェクト基本計画

添付資料 2 事前評価関連資料 (事前評価書、パブリックコメント募集の結果)

添付資料 3 特許論文等リスト

添付資料 4 多端子 HVDC の制御・保護の標準仕様書

概 要

		最終更新日	2020年7月30日	
事業名	次世代洋上直流送電システム開発事業／システム開発／要素技術開発	プロジェクト番号	P15002	
担当推進部/ 担当者	スマートコミュニティ部 (2020年5月現在) スマートコミュニティ部 飯原 瑛梨 (2020年4月～現在) スマートコミュニティ部 横溝 拓也 (2019年4月～現在) スマートコミュニティ部 加藤 寛 (2018年7月～現在) スマートコミュニティ部 廣瀬 圭一 (2018年7月～現在) スマートコミュニティ部 前野 武史 (2017年10月～現在) スマートコミュニティ部 小沼 貴紀 (2017年12月～2020年3月) スマートコミュニティ部 吉川 信明 (2016年4月～2018年6月) スマートコミュニティ部 日向野 誠 (2016年4月～2017年11月) スマートコミュニティ部 東 太郎 (2017年4月～2019年3月) スマートコミュニティ部 近藤 あさ美 (2016年7月～2019年1月) スマートコミュニティ部 臼田 浩幸 (2016年4月～2016年7月) 新エネルギー部 吉川 信明 (2015年6月～2016年3月) 新エネルギー部 日向野 誠 (2015年6月～2016年3月) 新エネルギー部 松本 未生 (2015年7月～2016年3月)			
0. 事業の概要	本事業では、高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する世界トップクラスの送電容量（電圧±500kV、容量1GW）を有する多端子直流送電システムと必要な要素技術を開発し、今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的として、多端子直流送電システムと実用化に新たに必要となる要素技術を開発する、「システム開発」と「要素技術開発」の2つの研究開発項目を一体的に推進する。			
1. 事業の位置 付け・必要性 について	<p>我が国は、エネルギー源の中心となっている化石燃料に乏しく、エネルギーの安定的な確保は安全保障にとって不可欠なものであり、長期的、総合的かつ計画的な視点に立ってエネルギー政策を遂行していくことが必要である。エネルギー政策の着実な遂行を確保することを目的として、2002年6月に「エネルギー政策基本法」が制定され、同基本法に基づき策定された、「第四次エネルギー基本計画」（2014年4月閣議決定）は、中長期のエネルギー需給構造を視野に入れ、今後取り組むべき政策課題と、長期的、総合的かつ計画的なエネルギー政策の方針をまとめている。エネルギー政策の中で、再生可能エネルギーは、エネルギー安全保障に寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギーと位置づけ積極的に推進していく方針を掲げている。そして、同計画に基づいて2015年7月に決定した「長期エネルギー需給見通し」においては、2030年度の一次エネルギー供給における再生可能エネルギーの割合を13～14%程度とすることを目標とし、2030年度の電源構成の中に占める再生可能エネルギーの割合は22～24%程度としている。</p> <p>また、世界的な平均気温上昇による気候変動に対する取り組みとして、温室効果ガス排出削減等のための新たな国際枠組み「パリ協定」が2015年12月にCOP21において採択された。本協定における枠組みのもと、我が国の温室効果ガスの削減目標を2030年度に温室効果ガスを2013年度に比べて26%減とすることを盛り込んだ約束草案を2015年7月に取りまとめ、国際気候変動枠組条約事務局へ提出した。こうした流れを踏まえ、2016年5月に閣議決定された「地球温暖化対策計画」では、長期的な目標として2050年までに80%の温室効果ガス排出削減を目指すとの方向性が盛り込まれており、具体的な施策の一つに温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの導入拡大が掲げられ、各電源の個性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制の両立を実現するとしている。</p> <p>再生可能エネルギーの一つである風力は、大規模に開発できれば経済性を確保できる可能性があるエネルギーであり、世界における風力発電の導入量は2016年末には累計48,700万kWとなっており、2016年1年間の導入量で見ると5,500万kWと大規模に導入が進んでいる。一方、我が国の風力発電の導入状況は、日本風力発電協会（JWPA）の報告によると殆どが陸上風力であり、2016年末時点で323万kWである。これは、2030年度のエネルギー需給見通しの風力発電分（1.7%程度）を設備容量に換算した約1,000万kWに対して3割に満たない。このうち、洋上風力発電の導入量は「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」によると認定容量で1.9万kW（2016年11月末時点）であり全体の導入量の1%に満たない。現在は、港湾区域などの近海で洋上風力発電の導入に向けた取組が進められているところであり、同時に、将来に向けた大規模洋上WFの導入を促進するための対策を進める必要がある。</p> <p>我が国の洋上風力の導入ポテンシャルは、環境省が毎年度発行している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」において整理されている。平成26年8月に発行</p>			

された平成 25 年度の同報告書では、自然条件による開発不可条件を控除した条件付き導入ポテンシャルは約 1,380 百万 kW と推計され、導入ポテンシャル（設備容量）の内訳は、28%（386 百万 kW）を北海道エリア、次いで九州エリアが 26%（359 百万 kW）、東北エリアが 16%（221 百万 kW）となっており、3つのエリアで全体の約 70%を占めている。我が国の洋上風力の導入ポテンシャルは、①沿岸に帯状に分布していること、②北海道エリア、東北エリア、九州エリアの一部にポテンシャルが集中していることが特徴であり、①については、我が国の海域が離岸すると水深が急に深くなることが要因として挙げられる。

一方、我が国では固定価格買取制度の導入により急速に太陽光発電が導入され、現在、太陽光や風力発電の適地とされている、北海道、東北、九州において系統の空き容量不足および周波数変動の課題が顕在化しており、系統の送電容量の増加、発電事業者側の出力制御や調整力の確保が求められている。洋上風力もこれらの地域が適地であり、電力大需要地から物理的な距離が離れているため、大規模洋上 WF を設置する場合、大規模洋上 WF が複数導入されている欧州のように遠浅な海域に面的に、かつ遠方に洋上 WF が拡大する形態ではなく、沿岸に沿って帯状に洋上 WF が順次導入されていくと想定される。一方、導入規模と設置場所によっては送電系統の空き容量不足により、洋上 WF と近くの陸上系統を 1 対 1 で接続することが難しく、さらに新規に陸上に送電系統を構築することは制約がある。従って、複数の洋上 WF と既存の比較的大きな電力系統や需要地とを多端子で接続し、効率的に送電することが可能な多端子洋上直流送電システムが大規模洋上 WF の導入拡大に必要である。

今後、我が国において、再生可能エネルギーを導入拡大するためには、洋上風力を大規模に設置する必要があるが、大規模な洋上 WF を設置する場合、沿岸部の送電網の整備状況等によっては、海中ケーブルによる長距離送電を行うことで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統に、あるいは需要地に直接接続する必要がある。新規に地上に送電系統を構築する事の制約などから、洋上と陸上の複数のポイントを相互に接続する多端子の直流送電システムが有効である。

本事業では、高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する世界トップクラスの送電容量（電圧±500kV、容量 1GW）を有する多端子直流送電システムと必要な要素技術を開発し、今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的として以下の 2 つの研究開発項目を設定した。

1 つ目の研究開発項目は、「システム開発」である。システム開発では、日本海域の洋上風力適地へ大規模洋上 WF を複数地点導入することを仮定し、経済性を考慮した洋上 WF の集電系統と送電系統の計画・設計を行う。また、多端子直流送電システムの解析モデルを開発し、様々なケーススタディを通じて自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様を検証するとともに、自励式変換器間での情報の取り合いや上位や下位の制御方法を整理し、異メーカー間接続を可能とするシステム標準化に向けた検討を行う。なお、研究開発成果は、国内の電力会社やメーカーなどの想定ユーザーへ向けて広く発信することで我が国への案件形成につなげることを狙いとしている。

2 つ目の研究開発項目は、「要素技術開発」である。要素技術開発では、低コストで高信頼性を兼ね備えた多端子洋上直流送電システムを実現する上で必要となる直流遮断器、そして、従来の自励式直流送電システムよりコスト低減が見込めるケーブルジョイントや洋上 PF 基礎などを開発する。なお、本事業で開発する要素技術はシステムの高信頼化と低コスト化に貢献するだけでなく、既存技術と合わせて海外の直流送電の市場へ参入し、我が国の関連分野に対する国際競争力の維持・向上に資することを狙いとしている。

システム開発で行うモデルケースの検討およびモデル解析は、要素技術開発からフィードバックされるコスト削減効果や特性値などを盛り込んで実施するほか、システム開発のモデル解析により得られる耐電圧レベルや通信方式といった機器仕様などの情報は要素技術開発へフィードバックして設計仕様へ反映する。このように、システム開発と要素技術開発は互いに協調して事業目標の達成に向けて一体的に推進し、当初の計画と目標を達成した。

2. 研究開発マネジメントについて

事業の目標	<p>(I) システム開発</p> <p>【最終目標】（2019 年度末（平成 31 年度末））</p> <p>多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した 1~3 ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。</p> <p>【中間目標】（2017 年度末（平成 29 年度末））</p> <p>システム開発として多端子洋上直流送電システムの設計・調達・建設（EPC）と運転・保守（O&M）等を検討した結果を使い、また、多端子洋上直流送電システム向けに要素技術開発す</p>
-------	--

	<p>るコンポーネントの特性を使い、モデルケースの可能性検討を行い、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合 20%を得る。</p> <p>(Ⅱ)要素技術開発 【最終目標】 (2019 年度末 (平成 31 年度末)) 要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率 (信頼性) 等を含めたコスト削減割合 20%以上へ貢献する。 【中間目標】 (2017 年度末 (平成 29 年度末)) 多端子洋上直流送電システム向けに新たに必要となるコンポーネントのプロトタイプ設計と試作、性能試験を行い、モデルケースから要求される特性を得る。あわせて、既存の交流送電システムに対して、モデルケースのコスト削減割合 20%へ貢献する。</p>						
事業の計画内容	主な実施事項	2015	2016	2017	2018	2019	
	研究開発項目① システム開発						→
	研究開発項目② 要素技術開発						→
開発予算 (単位:百万円) ※() 数字は見込	会計・勘定	2015	2016	2017	2018	2019	総額
	一般会計						
	特別会計 (需給)	1,041	1,482	640	813	413	4,389
	開発成果促進財源	—	—	309	—	—	309
	総予算額	1,041	1,482	949	813	413	4,698
	(委託)	1,041	1,482	949	813	413	4,698
開発体制	経産省担当原課	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課					
	プロジェクトリーダー	—					
	プロジェクトマネージャー	スマートコミュニティ部 加藤 寛 (2018 年 7 月～現在) スマートコミュニティ部 吉川 信明 (2016 年 4 月～2018 年 6 月) 新エネルギー部 吉川 信明 (2015 年 6 月～2016 年 3 月)					
	委託先	(I)システム開発 ※代表機関 東京電力ホールディングス(株)※、東京電力パワーグリッド(株)※、住友電気工業(株)、(一財)電力中央研究所、東京大学、(株)日立製作所 再委託先：東京都市大学、日新電機(株)、東京工業大学 (Ⅱ)要素技術開発 大阪工業大学、(株)大林組、住友電気工業(株)、東京電機大学、東芝エネルギーシステムズ(株)、(株)日立製作所、古河電気工業(株) 再委託先：大阪電気通信大学、福井工業大学、東北大学、日立 ABB HVDC テクノロジーズ(株)					
情勢変化への対応	将来の我が国への大規模洋上風力の導入拡大に貢献する多端子洋上直流送電システムを開発する本事業は、その中期的な位置づけから近々の社会・経済の情勢変化に対し、直ちに事業方針や計画を変更するほどの影響を受けるものではない。しかしながら、「1章 1.3.2 各国の風力発電の政策・動向」や「1.3.5 多端子直流送電システムの実用化に向けた海外の取組」において述べた通り、風力発電の導入が進んでいる国々の情勢や具体的な取組を把握している。加えて、中長期的な視点で我が国の広域系統方針を検討している広域機関の情勢も情報収集しており、これらを踏まえて本事業の方向性と照し合せながら推進した。						
中間評価結果への対応	平成 29 年度の間評の際に、下記、4 点の指摘を受けそれぞれ対応する箇所の見直しを行った。 【1】 システム開発と要素技術開発の連携が現時点では弱いと感じられるため、より緊密な連携や相互の成果のフィードバックを望む。 ⇒これまでもシステム開発と要素技術開発を統合する委員会を年 2 回開催し、システム開発 WG と要素技術開発 WG (それぞれ年 4 回開催) に他方の WG メンバーも参加する						

	<p>等して情報共有するとともに、必要に応じて、事業者間の打ち合わせを実施。さらなる連携強化のため、NEDO が主体となって事業者間で直接議論する場を設け、事業目標の達成に向けて、より緊密な関係を構築し、相互の成果のフィードバックを行う。</p> <p>【2】システム開発での経済性評価については、直流連系より交流連系が経済的に優位といった結果となっており、コスト高の要因分析やコスト計算データの見直しを含めた再検討が必要である。</p> <p>⇒分科会時点（平成 29 年 10 月）までに得られた情報で試算した経済性評価では、詳細な設備構成や送電ロスについてまだ考慮していない部分があり、要素技術開発の成果によるコスト削減効果も反映していない暫定の計算結果であったため、直流連系より交流連系が経済的に優位であったが、コスト高の要因分析やコスト削減に向けた着眼点の整理はできていた。引き続き、当初の計画通り、要素技術開発により得られるコスト削減効果と着眼点を具体化した結果をモデル系統にフィードバックすることで、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合 20% が得られる見込み。また、経済性評価を精緻化するため、既存のコスト計算データについても精査を行う。</p> <p>【3】要素技術開発の達成度にはばらつきが見られるので、最終目標達成に向けて、進捗の度合いにより研究を加速させるなど戦略的に推進することを望む。</p> <p>⇒分科会時点（平成 29 年 10 月）までに中間目標を達成済み（◎）と今年度中に中間目標を達成見込み（○）のものがあつた。進捗確認をより密に行い、その度合いによっては加速することも含めた対応をする。</p> <p>【4】直流送電システム導入モデルのコスト面に関しては、交流送電システムに対する優位性を見通しを早期に立てることが重要である。</p> <p>⇒【2】に同じ</p>	
評価に関する事項	事前評価	2014 年度 事前評価実施 担当部 新エネルギー部
	中間評価	2017 年度 中間評価実施 担当部 スマートコミュニティ部
	事後評価	2020 年度 事後評価実施 担当部 スマートコミュニティ部
3. 研究開発成果について	<p>1. 事業全体の成果</p> <p>1.1 システム開発</p> <p>【事業終了時点】</p> <p>中間評価後の研究開発により、想定されたモデル系統下における設備年間経費、発電機会損失、送変電損失の比較にて、既存の交流システムに対して 29% のコスト削減可能な直流送電システムのモデルを構築し、目標を達成した。また、本研究開発を通じて開発した技術をもとに、「多端子 HVDC の制御・保護の標準仕様書」を作成し、2019 年度中に NEDO ウェブサイトで公開した。また、標準仕様書案を英訳し、国際標準化を目指して関連する国際機関 IEC との議論を開始した。</p> <p>【中間評価時点】</p> <p>洋上 WF 地点を 3 か所仮設定し、既存技術を用いた交流送電と直流送電の多端子送電系統の計画、設計、経済性評価を概算した結果、交流送電系統がコスト的に優位との結果となった。今後、洋上 PF 数や送電ルートなどの最適化設計、そして要素技術からのコスト削減効果を盛り込んで経済性評価を行い、コスト削減割合 20% のモデルを得る見込み。</p> <p>1.2 要素技術開発</p> <p>【事業終了時点】</p> <p>中間評価後の研究開発により、直流遮断機においては、10kV 原理検証モデルを製作し、想定した通り実現できることを検証した。さらに、NEDO の加速予算を活用し、40kV スケールモデルを製作して遮断実証を行った。海底ケーブルや洋上基礎等の他の要素技術開発においても、目標を達成している。詳細は、2. 研究開発テーマの成果に記載する。</p> <p>【中間評価時点】</p> <p>直流遮断器は、原理検証器を開発し、低損失で高速遮断を実現する主回路方式を確立した。現在は、数十 kV 器の開発を進めている。他の要素技術開発は、試作を完了し、評価試験を行った。今後、要素技術のコスト情報、および評価試験等により得られた特性値をシステム開発へフィードバックする。</p> <p>2. 研究開発テーマの成果</p> <p>2.1 研究開発項目 I 「システム開発」</p> <p>2.1.1 国内への洋上 WF 導入における前提条件の整理</p>	

洋上風力ポテンシャルの調査のために風況データ等の収集・整備を行い、絞り込み条件を満たすポテンシャルの高い地域を抽出した。

2.1.2 洋上集電系統/500kV 直流系統の計画・設計

【事業終了時点】

中間評価時の成果に加え、下記成果を得た。

洋上系統の計画・設計に先立ち、基本的な考え方や経済性評価方法を整理した。送電系統については4つのモデルケースを策定、集電系統については効率的な設備構成を設計した。

また、①直流/交流送電システムのコスト比較手法の開発、及び、②海洋環境を考慮した海底ケーブルルートのコスト最小化設計手法の開発を行い、それぞれの評価手法を確立した。更に、風車集電ケーブル最適配策設計手法を開発した。

多端子システムの実用化を目指し、海外先行事例をもとにコスト試算方法を整理。さらに、各要素技術開発によるコスト試算結果を反映し、経済性評価を実施した。その成果として、ループ系統を想定した2ケースで、20%コスト削減を達成した。

【中間評価時点】

本研究では、洋上系統の計画・設計に先立ち、供給信頼度の異なる4通りの考え方を設定した。また、風況や陸上の交流系統の状況を鑑み、洋上WFの位置、陸上の連系エリア及び海底ケーブルのルートを具体化した。そして、交流連系と直流連系の場合について、モデル系統を設計し経済性を評価した。今後は、本事業における洋上設備の建設コストの推定方法を検討するとともに、洋上集電系統の具体化を進め、多端子直流送電システムが既存の交流連系システムと比較して、経済性の面などから優位となる条件の整理を進める。

複数の洋上WFを陸上系統へ連系する送電ネットワークの接続方法導出を数理最適化技術を用いて実施する最適手法の開発を進め、直流送電システムと交流送電システムのそれぞれについてコスト最小となるシステム構成の評価を可能とし、更には送電距離に対して直流送電システムと交流送電システムとのコスト優位性が逆転する損益分岐点の評価を可能とした。

2.1.3 多端子直流送電システムの制御・保護方式の開発、設備の要求仕様の検討

【事業終了時点】

中間評価時の成果に加え、下記成果を得た。

洋上WF用の多端子(3端子と5端子)の直流送電システムを設計・提案し、多端子で運転・制御可能な上位制御を定め、諸条件を考慮した各端子および関係する計画値を算出する上位制御系の電力配分機能のフローチャートを定めた。

さらに、上記の直流送電システムの制御・保護機能を明確化し取りまとめた標準仕様書を作成し、同標準仕様書に基づき、PSCADの3端子モデル及びRTDSの5端子モデルを作成し、想定される運転や事故に対するシミュレーション検証を実施した。異社間接続可能な多端子直流送電システムの制御方式を構築した。

変換器交流側に発生する高調波の削減手法について、MMC型変換器で変調方式がPWMおよび各セルへの搬送波の与え方がphase shift変調の場合に、等価スイッチング周波数近傍に発生する高調波を、上アームと下アームで同じ搬送波を与えることで高調波を交流側電圧に発生させることや、逆位相の搬送波を与えることで高調波を直流側電圧に発生させるなど、高調波を交流側や直流側へ選択的に発生させることが可能となることがわかった。

直流送電線地絡時に交流側に回り込む電流については、従来の手法よりも簡便な解析手法を提案し、これを用いて解析した結果を示した。

なお、交流側から移行するサージ性過電圧については、本事業での検討対象がMMC型の交直変換器であり、変換器が有する1アームあたりのキャパシタンスが数十 μ Fオーダとなることから、数nFオーダとなる変換用変圧器の巻線間キャパシタンスとの静電容量分圧では、有意な過電圧が発生しないことを確認した。

【中間評価時点】

自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様の作成については、検証に必要なシミュレーション解析モデルを決定し、異社間接続を念頭に置いた標準仕様書案を作成した。検証ツールとしてPSCAD/EMTDCおよびRTDSを採用し、東京電力ホールディングス、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所での相互検証が可能となる環境整備を行った。それらのツールを用いて、多端子の最小単位である3端子システムモデルを作成し、多様な検証を行った。

500kV多端子直流送電システムの設備に要求される仕様(耐電圧レベルや避雷器のエネルギー処理責務など)を明らかとするため、電力系統瞬時値解析プログラムXTAPを用いて想定する各種過電圧および異常現象の解析を行う。具体的には、ベースとなる解析ケースの仕様策定とXTAP上での実際のケース作成、そして、4種類の過電圧および異常現象の解析を行う。本項

目は、2017年度1年間で実施するものであり、現状ではベース解析ケースの仕様策定とXTAP上での実際のケース作成を完了しており、順調に進捗している。

2.2 研究開発項目Ⅱ「要素技術開発」

2.2.1 直流遮断器の開発

【事業終了時点】

中間評価時の成果に加え、下記成果を得た。

開発した、ハイブリッド直流遮断器のアルゴリズムを用い、シミュレーションと10kV原理検証器、及び40kVスケールモデルを製作して試験を行い、動作原理を確認した。

制作した10kVハイブリッド直流遮断器で行った原理検証試験では、機械遮断部の高速電流遮断、機械断路部の耐アーク性、短い時間での絶縁回復、機械部を流れる主電流の半導体部への転流、半導体部による電流遮断と直流遮断器としての遮断耐電圧が、想定した通り実現できた。40kVスケールモデルでの試験では、検証試験の結果、初期の目標の遮断電流8kA以上、遮断時間5msを達成した。

今回の開発により提案するハイブリッド直流遮断器の直流電流遮断の動作原理が実証された。スケール試験は40kVであったが、半導体素子の多直列化と、機械断路部の多直列化による高電圧化により、直流電圧500kVに対応するハイブリッド直流遮断器の設計が可能になった。ハイブリッド直流遮断器は半導体を多く必要とするため、耐圧確保のための装置規模が大きくなる傾向があるが、半導体遮断部の部品点数を低減し、低コスト化を実現する多端子ハイブリッド直流遮断器を提案した。多端子ハイブリッド直流遮断器を本事業の5端子モデル系統（洋上3端子+陸上2端子）に適用すると、ハイブリッド方式に対し、約30%の機器コスト削減が見込まれることが明らかになった。

【中間評価時点】

機械遮断器の開発では、断路部および遮断部を高速に駆動するための電磁反発操作機構を開発し、所定の断路性能・遮断性能を達成した。半導体遮断器の開発では、機械遮断部に電流ゼロ点を生成する転流回路部のアルゴリズムを開発するとともに、半導体遮断部の遮断性能の向上（遮断電流8kA以上）を実現した。さらに、機械遮断部と半導体遮断部と転流回路部を組み合わせ合わせたハイブリッド構成による原理検証試験を実施した。試験にあたって、遮断試験方法を立案するとともに、試験では、原理通りに動作すること、ならびに遮断電流の目標値である8kA以上の遮断を確認した。

2.2.2 海底ケーブル関連技術開発

【事業終了時点】

中間評価時の成果に加え、下記成果を得た。

異径のケーブルを接続可能なケーブルジョイントの開発と合わせDRシステムの導入を前提とした最適なケーブル設計手法を開発した。

500kV級の超高压直流ケーブルで未開発の異径導体ケーブルの接続技術を開発した。接続の要素技術開発、ケーブルの製造、長期信頼性試験を実施した。その結果、長期信頼性試験後もケーブルに損傷はなく、有効な異径ケーブルの接続を実現した。別途実施のダイナミックレイティングの開発と合わせケーブルコストを20%削減が可能となった。

【中間評価時点】

海底ケーブル関連技術のコスト削減を目指し5つの開発を行っている。1つ目として、ダイナミックレイティング（DR）技術を用いた海底ケーブル最適化技術の開発では、ケーブルの温度測定技術の開発、許容電流・導体温度の推定アルゴリズムを開発した。更に検証の為にフィールド試験を予定通り開始した。2つ目として異径のケーブル導体の接続技術の開発では、導体や絶縁体などの個別部材の接続の要素技術の開発を完了し初期性能試験に着手した。予定通り長期信頼性試験を実施する準備を行っている。3つ目として、ダイバーレスの低コスト工法である海外のCPS（ケーブル防護材）の導入と評価試験を実施し、その有用性を確認、国内での実事業導入の目処付けを行った。4つ目として、海底ケーブル敷設コスト低減のためには海底ケーブルのバンドル敷設工法が有望であることを示した。海底ケーブルの船上防護管取付工法を実現するための船上設備を3Dプリンターモデルにて作製し、実機防護管の設計を実施し試作を完了した。最後に、異社間分岐ジョイントを可能とする直流525kV級EB-Gを試作し基本的な性能の確認を実施した。

2.2.3 洋上PF新形式基礎の基盤技術開発

【事業終了時点】

中間評価時の成果に加え、下記成果を得た。

サクシオン基礎と従来形式の概略コスト比較することを目的に、サクシオン基礎の建設コストを算出し設置水深、上部施設重量との関係について調査した。建設コストは上部構造重量や大きさにはあまり依存せず、設置水深に大きく依存することが明らかになった。また上部荷重を24000tと仮定したときの架台コストを比較したところ、新形式のサクシオン基礎は従来形式のジャケット基礎の21%減となった。

サクシオン基礎の繰返し波浪や地震力に対する長期安定性を評価することを目的に、繰返し波浪載荷実験を行った。その結果、繰返しによる地盤への影響は、いったん弱化するものの途中で繰返しによって地盤が締め固められ強くなる傾向がみられ、繰返し波浪に対する設計資料を得ることができた。また地震時液状化実験および再現解析から、地盤は液状化するが、スカート内は非排水状態を保ち地盤と同様に沈下する一方で、残留傾斜角は十分小さいことが明らかになった。

想定される洋上PF架台基礎におけるサクシオン基礎と従来形式のコスト比較することを目的に、それぞれの基礎形式の設計および施工法検討し、コストを算出した。直流変電施設（施設重量10576t）の架台基礎において、着床式架台（水深50m）と浮体式架台（200m）のコスト比較において、着床式架台（水深50m）では、新形式（サクシオン基礎）は従来形式（ジャケット基礎）の27%コスト減となり、浮体式架台（200m）では新形式（サクシオンアンカー）は従来形式（重力式アンカー）の10%コスト減となった。

【中間評価時点】

日本沿岸域での地質条件および地震・波浪条件などから、水平抵抗性に優れ、施工の容易なサクシオン基礎が、モノパイルなどの従来基礎形式に比べコストダウンできる可能性が大きいことがわかった。このサクシオン基礎の支持力性能を評価するために、遠心力模型水平載荷実験を行った結果、地震や波浪など載荷速度が速い荷重が作用した場合には、スカート内に負圧が発生することにより静的な水平抵抗の2~5割増の抵抗力を発揮することが明らかになった。さらにこの模型実験の再現解析を実施し、解析手法の妥当性を検証した。また想定適用地域において、サクシオン基礎の概略設計を実施し、既往基礎とのコスト比較のための基礎資料を作成した。

2.2.4 洋上PF小型化の検討

次世代の技術として洋上設備の低コスト化への貢献が期待できる、高周波変圧器を用いた自動式変換モジュールの小型軽量化の基盤技術開発、洋上風力発電の直列接続方式の開発などを行っている。

①洋上風車の直列接続方式の開発

国内外の文献調査より直列接続方式の適用により洋上PFが不要となることを確認した。また、直列接続方式のシミュレーション結果等を基に2台の永久磁石発電機よりなる模擬試験装置を開発し、種々な実験を実施した。その結果、本方式の有用性を確認できた。

②Solid State Transformer 技術を応用したHVDC変換設備の基礎技術開発

高周波変圧器と高周波発生用変換器を含めた装置を開発して実験を行い、小型化が可能なデータを取得した。FPGA制御系導入の効果をシミュレーションで確認しキャパシタ・リアクトルの小型化の可能性を高めた。小型化に伴う温度上昇抑制のため冷却系の熱流解析の結果、最適冷却方式の選定で可能であると確認した。リアルタイムシミュレータモデルを構築し、高周波運転時の応答再現を可能とした。

③高周波変圧器の開発

高周波変圧器の漏れ磁束を低減する1層毎交互巻を検討し、5kVA、500kVA試作器を用いた実験と解析で巻線損失の低減効果（500kVA試作器で損失約30%低減）を実証し、実規模の500kVA試作器にて製作可能なことを示した。シミュレーションにより、提案する1層毎交互巻高周波変圧器を搭載したDC-DC変換器の動作を確認した。

④ガス絶縁変圧器の洋上変電所への適用検討

現行の直流送電システム用油入変圧器（OIT）の絶縁構成でも、変圧器に印加される電圧が交流のみであればガス化できると推測される。直流電圧が印加される場合には、絶縁設計の観点からガス絶縁変圧器（GIT）の新規開発が必要となる。また変換器用変圧器にGITを適用する場合、OITに対して寸法・重量・コストの増加が懸念されることが明らかになった。

投稿論文	83件（うち査読付き 10件）
特許	「出願済み」 44件（うち外国出願 16件）
その他の外部発表 （プレス発表等）	18件

<p>4. 実用化・事業化の見通しについて</p>	<p>研究開発項目（Ⅰ）システム開発</p> <p>本事業の成果が、大規模洋上 WF の計画に活用されるためには、日本において、大規模洋上 WF が複数計画されることが必要となる。案件化に向けて、我が国の広域連系システムの長期方針や整備計画の策定などに携わる広域機関等に対して広く成果を発信し、再生可能エネルギー導入拡大における多端子直流送電システムの重要性・有効性の認知へつなげる。さらに、ユーザーとなりうる電力会社（送配電事業者）に対しても広く成果を発信することで、再生可能エネルギーの導入拡大のための多端子直流送電システムの導入について、案件化に向けた働きかけを行う。</p> <p>本事業の成果として、多端子HVDCの制御・保護の標準仕様書を作成し、また、想定モデルケースにおいては交流システムよりも、開発した直流システムの方がコスト面での優位性が示された。尚、本事業ではRTDSシミュレーションにより、5端子直流送電システムの制御・保護に必要な要件を確認し、一定の成果を上げたが、実機を交えた検証までは到達していないなど課題も残る。本事業で明らかになった課題（下記①～③の3点）は、後継事業である、「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発（2020-2023年）」にて、引き続き解決のための研究開発を行う。</p> <p>研究開発項目（Ⅱ）要素技術開発</p> <p>要素技術開発により事業化計画は異なるが、製品化に向けた作りこみを継続して実施し、必要な設備投資をしたうえで海外案件への参入を含めた活動を開始する計画である。</p> <p>また、それぞれの要素技術開発はそれぞれに市場があるため、早期の参入により知見・経験を積んで、実際に我が国の案件が生じた場合においても、海外企業に対してより競争力を持つと期待される。</p> <p>各事業者ごとに今後の課題とスケジュールを明記した。</p>	
<p>5. 基本計画に関する事項</p>	<p>作成時期</p>	<p>平成 27 年 3 月 制定</p>
	<p>変更履歴</p>	<p>—</p>

用語集

用語	説明
1次(2次)巻線	変圧器における1次(2次)側の巻線のこと。理論的には1次巻線と2次巻線の巻数比が電圧比となる
AVR	自動電圧調整器。Automatic Voltage Regulator
AWEA	米国風力協会。American Wind Energy Association
CPS	ケーブル防護材。Cable Protection System
DCAVR制御	交直変換器の直流側電圧を一定に保つ制御
DC-DC変換器 (DC-DCコンバータ)	直流系統において電圧の昇降圧において用いられ、様々な形式があるが、本対象は交直変換器と変圧器からなる
DCPF	直流プラットフォーム。Direct Current Plat Form
DROOP制御	複数の機器の制御対象変数を目標値付近に保ちたいときに、あるパラメータに対してその制御対象変数の特性を目標付近を通る僅かな傾きを有する直線とすることで、機器間の制御干渉を避ける方法
DTS	分布型温度測定器。Distributed Temperature Sensor
EB-G	SF6ガス中終端接続箱。遮断器などSF6ガスが加圧充填された機器に接続するためにSF6ガス中で使用する接続部。End Box-Gas
ENTSO-E	欧州送電系統運用者ネットワーク。European Network of Transmission System Operators for Electricity
FEM解析	有限要素法(Finite Element Method)を用いた数値解析手法
FIRフィルタ	デジタルフィルタの一つ。有限インパルス応答(Finite Impulse Response)フィルタ
FIT	固定価格買取制度。Feed in Tariff
FPGA	製造後に購入者や設計者が構成を設定できる集積回路。Field Programmable Gate Array
GIS	地理情報システム。Geographic Information System
GIS	ガス絶縁開閉装置。Gas Insulated Switchgear
GTO	直流回路でもゲートに負の電流を流すとオンからオフ状態になる自己消弧型サイリスタ。Gate Turn Off Thyristor
GWEC	世界風力会議。Global Wind Energy Council
Hブリッジ	H型にトランジスタを構成した回路
HVAC	高圧交流送電。High Voltage Alternating Current transmission
HVDC	高圧直流送電。High Voltage Direct Current transmission
IEGT	電子注入促進型絶縁ゲートトランジスタ。Injection Enhanced Gate Transistor
IGBT	絶縁ゲートバイポーラトランジスタ。Insulated Gate Bipolar Transistor
JWPA	日本風力発電協会。Japan Wind Power Association
LCC	相整流変換器。Line Commutated Converters
MMC	モジュラーマルチレベル変換器。自励式変換器の一つで、小さなモジュラー変換器を多数直列に接続し、正弦波に近い交流電圧を出力することが可能。Modular Multilevel Converter
N原則	設備健全時における計画・設計・運用の考え方

N-1 原則	システム内のいずれかの 1 台の機器が単独で故障しても供給支障が生じないように設備の計画・設計・運用を行う考え方。例えば、送電線 1 ルート 2 回線の場合における 1 回線事故(N-1)時には、残りの健全回線で全量を送電できるようにする
OFTO 制度	Offshore Transmission Owner 制度。イギリスにおける洋上送電事業者を定義する事業制度
OWF	洋上ウインドファーム。Offshore Wind Farm
PSCAD/EMTDC	Manitoba 社製シミュレーションソフト。電力系統やパワーエレクトロニクス制御の設計、分析、最適化、検証が可能
RTDS	RTDS テクノロジーズ社製のリアルタイム(実時間)でシミュレーション計算する全デジタルの電力系統解析用シミュレータ。Real Time Digital Simulator
SF ₆ ガス	6 フッ化硫黄ガス。絶縁媒体や消弧媒体として広く用いられている
SiC	シリコンカーバイド。シリコン(Si)と炭素(C)で構成される化合物半導体材料。高耐圧パワーデバイスとしての特徴を有する素材
SST	ソリッドステートトランスフォーマー(Solid State Transformer)。高周波変圧器を利用して絶縁と変圧を行い、変圧器の体積・重量を商用周波数変圧器から大幅に減少させることが可能
STATCOM	自励式無効電力補償装置。IGBT 等によって無効電力を制御する装置。Static synchronous Compensator
Symmetric Monopole (対称単極)	帰線無し の 2 条直流送電方式 2 条の送電線それぞれに正極性、負極性の直流電圧が印加される
TSO	送電系統運用事業者。Transmission System Operator
VSC	電圧型コンバータ。Voltage Sourced Converter
WF	ウインドファーム。複数の風力発電を集中的に設置した風力発電所。Wind Farm
XTAP	電力中央研究所が開発した、電力系統瞬時値解析プログラム。eXpandable Transient Analysis Program
アモルファス	アモルファス合金。電気特性に優れている
遺伝的アルゴリズム	自然界の生物の進化過程を模擬した最適化アルゴリズムであり、確率的探索手法の一つ
インバーター	直流及び交流から周波数の異なる交流を発生させる(逆変換する)電源回路、またはその回路を持つ装置のこと。逆変換回路や逆変換装置とも言う
インピーダンス	交流回路における電圧と電流の比。単位: Ω
永久磁石同期発電機	回転磁極に永久磁石を用いた同期発電機
エネルギーミックス	「長期エネルギー需給見通し」における電源構成のこと
遠心力模型 水平載荷実験	遠心加速度を付与できる実験装置に 1/N の小型模型を搭載し、Ngの遠心加速度を作用させた場で模型実験を行う手法
押出モールド (EMJ) 方式	あらかじめ工場で製造したエポキシユニットとプレモールド絶縁体を組み合わせて主絶縁を形成する方式。Extrusion Molded Joint
環境アセスメント	環境影響評価
帰線	電気回路を構成する導線のうち、アースに帰る線
艀装装置	敷設船におけるケーブル施工のための装備や設備

供給信頼度	電力供給の信頼度。設備の充足度を表すアデカシーと、系統攪乱への耐性を表すセキュリティの2点で評価される
近接効果	平行導体の導体に流れた電流により発生する磁場により、導体内の電流分布に偏りができること。見かけ上の抵抗値が上昇する
グリッド	送電網。配電網
経済性評価	建設コスト、設備年間経費、送変電や発電機会の損失コストなどから、経済性について評価する手法
系統空き容量	系統運用容量の内、余裕容量。運用容量は、熱容量、系統安定度、電圧安定性、周波数維持面から定まる系統運用上の各限度値のうち、最小の値
高周波変圧器	1～3kHzの高周波における変圧器。高周波化することで変圧器の小型軽量化が可能となる
交直変換器 (コンバーター)	交流電力と直流電力の間の交換を行う変換装置 (converter)
降伏モーメント	降伏状態となる時の曲げモーメント
固定価格買取制度	再生可能エネルギーで発電した電力を長期に固定価格で買取ることを保証する制度
混合整数計画問題	連続変数と整数変数が混在する最適化問題
サージ性過電圧	地絡、短絡、遮断器操作、雷などにより、系統内に瞬間的に発生する高電圧。一般的には絶縁上の問題となる
再生可能 エネルギー	「エネルギー源として持続的に利用することができる」として、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマスが規定されている
サイリスタ	電流遮断能力をもたないオン制御デバイス(英語: Thyristor)
サクシオン基礎	基礎部がサクシオン(バケット)基礎となっている構造形式。バケットと上部のジャケットを一体で設置する
シーケンス	予め定められた順序または手続きに従って制御の各段階を逐次進めていく制御
シース	絶縁体、遮へい層の外傷からの防護、水分や有害物質からの隔離のために用いる層
ジャケット基礎	あらかじめ支持層まで打設した杭に、工場製作したトラス形式のジャケットを設置する構造形式
遮断部	電流を遮断するためのもの。消弧機能をもつ
シャローコスト	洋上風力設備を導入する際に、送電系統運用事業者が基本的に費用負担を行う
充電容量	ケーブル等から発生する容量性リアクタンス
重力式基礎	海底の堅固な地盤に直接基礎を設置し、下部構造および基礎重力により安定を兼ねる形式
自励式	動作や起動をする際に、外部から電力供給を必要としない方式
自励式交直変換器	IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) などを用いた自己転流可能な交直変換器。ブラックスタートや無効電力供給が可能で、系統安定化対策を別に設ける必要がなく、HVDCシステムの全体構成を簡略化しやすい
自励式同期発電機	発電機自らが発電した起電力を用いて励磁する同期発電機
数理最適化技術	数式で問題記述し、数理的な計算手法で最適解を求める技術

スナバ回路	電気回路中においてスイッチの遮断時に生じる過渡的な高電圧を吸収する保護回路のこと。
絶縁紙	変圧器などに用いられる電気絶縁紙
絶縁耐力	絶縁破壊を起こさずに印加できる最大の電場
双極	直流送電のうち、本線が+極、-極の2極で構成される方式
損益分岐点	送電距離に対して直流送電システムと交流送電システムとのコスト優位性が逆転する点
ターンオン	オフの状態からオン状態へ切り替えること
ダイオード整流器	ダイオードにより整流(電流を一方向にのみ流す)する装置
体積抵抗率	単位体積当たりの抵抗
ダイナミック レイティング (DR)	送電容量などについて、機器の状態や気象情報などをもとに動的に評価する手法。 Dynamic Rating
多巻線	変圧器の一次側あるいは二次側の巻線が複数で構成されているもの
他励式	動作や起動する際に、外部から電力供給が必要である方式
単一設備故障	系統における一設備が故障すること
単極	直流送電のうち、本線が+極または-極のみで構成される方式
ダンパ巻線	制動巻線
単巻線	変圧器の一次側あるいは二次側の巻線が一つで構成されているもの
断路部	回復電圧に対して絶縁状態を維持するためのもの。消弧機能はない
地域間連系線	電力管内を繋ぐ連系線のこと
着床式洋上 風力発電	海底に基礎を立て風車を設置する方式の風力発電。本文では着床式と略している場合もある
調相設備	無効電力を制御し電圧を一定に保つ設備。電力用コンデンサ、分路リアクトル、静止形無効電力補償装置、調相機などがある
潮流制御	電力の流れ(潮流)の制御。自励式交直変換器であれば、逆潮流(風力等の分散電源から電力系統へ向かう流れ)を含めて、きめ細やかに制御可能
直流遮断器	直流電流を遮断する設備。事故区間の隔離しや系統保護のために高速遮断が要求される
地絡	本来絶縁されている電気回路が、絶縁を失い大地と電氣的に接続される状態
抵抗モーメント	基礎が外力に対して抵抗できる曲げモーメント
テープ巻モールド (TMJ)方式	絶縁体と同じ素材のテープを接続部に巻きつけモールドすることで主絶縁を形成する方式。Tape Molded Joint
鉄心	変圧器における磁気回路を構成する部材。素材はケイ素鋼板やアモルファスなど様々な種類があり、動作周波数により選択される
電磁反発操作機構	電磁反発力を用いた操作機構
転流	電流の経路が切り替わること
電流裁断	本文では半導体遮断部による電流遮断を「裁断」と称した
電流ゼロ点	電流がゼロとなる点

電力広域的 運営推進機関	電気事業法に定められた、電気事業の遂行に当たっての広域的運営を推進することを目的とした団体。Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN(OCCTO)
銅損	変圧器などのコイルにおける、巻線の抵抗による損失
熱流体解析	流体の流れおよび熱について、基礎方程式をもとに解析する手法
バスバ	機器内部の回路接続に使用する銅板
バンドル敷設工法	海底ケーブルを敷設する際、多条数を同時に敷設する工法
歪み率	基本波と全高調波の実効値の比
比誘電率	ある物質の誘電率と真空の誘電率との比
表皮効果	導体に通電した高周波電流が誘起させる磁束により、うず電流が発生し導体中心部の電流を打ち消し、導体表面にのみ電流が流れること。見かけ上の抵抗値が上昇する
避雷器	雷撃などによる異常高電圧を大地にバイパスすることで、電気回路を保護する機器。アレスタ(arrester)ともいう
浮体式洋上 風力発電	水深の深い場所にも設置可能な洋上に浮体を浮かべて風車を設置する方式(フローティング方式)。本文では浮体式と略している場合もある
ブラックスタート	外部からの電力供給無しに、自己起動できる機能
プレスボード	植物由来の化学的に高純度なパルプから、すき合わせ板紙抄紙機によって作るボード。電気絶縁紙として用いられる
変換所	直流を交流、または交流を直流へ変換する設備
防護管	海底ケーブルを外傷から保護するために取付ける保護具のこと
巻線損失	変圧器の発生損失のうち巻線により発生する損失のこと。抵抗損と渦電流損がある
マルチベンダ	複数の電力供給事業者。Multi Vendor
無効電力	交流電力のうち、電源と負荷を往復する負荷が消費しない電力。電圧維持のため無効電力を制御する必要がある(無効電力供給や補償など)
メタヒューリスティクス	難解な最適化問題のより良い解を求めるための発見的手法の総称。その手法は生物の問題解決能力を模擬することで生まれた
モノパイル基礎	上部構造が1本杭に支持された構造形式であり、基礎としての杭が下部構造を兼ねる形式
漏れ磁束	変圧器の磁束の内、変圧作用に寄与しない磁束
有限要素法	対象を複数の有限個の要素(メッシュ)に分割し、微分方程式を近似的に解く数値解析手法
洋上プラットフォーム (PF)	洋上における変換所、変電所、調相設備用などのプラットフォーム
洋上風力発電	陸上より風況がよい海上へ設置するのでスケールメリットを最大限生かすことができる風力発電方式。着床式と浮体式の二つがある
リアクトル	電力システムに使用されるインダクタンス形機器。システムへの接続・利用方法によって分路リアクトル、直列リアクトル、中性点リアクトル、消弧リアクトル等がある
励磁	コイルに電流を流して磁束を発生させること
レベニューキャップ規制	事業者が得る収益(revenue)に上限を設ける規制

1. 事業の位置付け・必要性について

1. 事業の背景・目的・位置づけ

1.1 背景

1.1.1 我が国の再生可能エネルギーを取り巻く状況

我が国は、エネルギー源の中心となっている化石燃料に乏しく、その大部分を海外からの輸入に頼るという根本的な脆弱性を抱えており、エネルギーを巡る国内外の状況の変化に大きな影響を受けやすい構造を有している。エネルギーの安定的な確保は、国の安全保障にとって不可欠なものであり、我が国にとって常に大きな課題であり続けている。さらに、国際的な地政学的構造の大きな変化に直面する中で、我が国のエネルギー安全保障を巡る環境は厳しさを増している。このような状況に対応するためには、長期的、総合的かつ計画的な視点に立って、エネルギー政策を遂行していくことが必要である。エネルギー政策の着実な遂行を確保することを目的として、2002年6月に「エネルギー政策基本法」が制定され、同基本法に基づき、2003年10月に「第一次エネルギー基本計画」が策定され、2007年、2010年に第二次、第三次基本計画が策定された。「第四次エネルギー基本計画」は、東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故を始めとして、国内外の大きなエネルギーを巡る環境の大きな変化に対応すべく、中長期のエネルギー需給構造を視野に入れ、今後取り組むべき政策課題と、長期的、総合的かつ計画的なエネルギー政策の方針をまとめている。エネルギー政策の中で、再生可能エネルギーは、エネルギー安全保障に寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギーと位置づけ積極的に推進していく方針を掲げている。そして、同計画に基づいて2015年7月に決定した「長期エネルギー需給見通し」においては、2030年度の一次エネルギー供給における再生可能エネルギーの割合を13～14%程度とすることを目標とし、2030年度の電源構成の中に占める再生可能エネルギーの割合は22～24%程度としている（図1-1）。なお、この目標値は2018年に策定された「第五次エネルギー基本計画」（2018年7月閣議決定）においても引き継がれている。

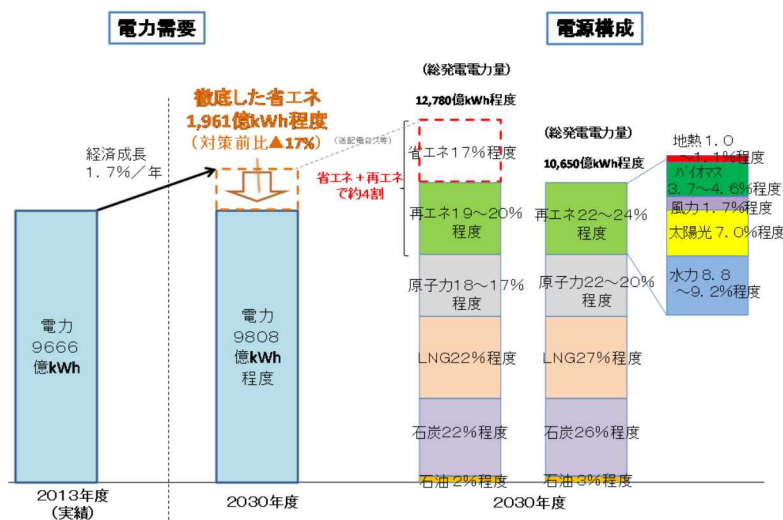


図 1-1 2030 年度の電力の需給構造

また、世界的な平均気温上昇による気候変動に対する取り組みとして、温室効果ガス排出削減等のための新たな国際枠組み「パリ協定」が2015年12月にCOP21において採択された。本協定

における枠組みのもと、我が国の温室効果ガスの削減目標を 2030 年度に温室効果ガスを 2013 年度に比べて 26%減とすることを盛り込んだ約束草案を 2015 年 7 月に取りまとめ、国際気候変動枠組条約事務局へ提出した。こうした流れを踏まえ、2016 年 5 月に閣議決定された「地球温暖化対策計画」では、長期的な目標として 2050 年までに 80%の温室効果ガス排出削減を目指すとの方向性が盛り込まれており、具体的な施策の一つに温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの導入拡大が掲げられ、各電源の個性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制の両立を実現するとしている。

1.1.2 我が国の風力発電の導入方針

再生可能エネルギーの一つである風力は、大規模に開発できれば経済性を確保できる可能性があるエネルギーであり、世界における風力発電の導入量は 2016 年末には累計 48,700 万 kW となっており、2016 年 1 年間の導入量で見ると 5,500 万 kW と大規模に導入が進んでいる。一方、我が国の風力発電の導入状況は、日本風力発電協会（JWPA）の報告によると殆どが陸上風力であり、2016 年末時点で 323 万 kW である。これは、2030 年度のエネルギー需給見通しの風力発電分（1.7%程度）を設備容量に換算した約 1,000 万 kW に対して 3 割に満たない（図 1-2）。このうち、洋上風力発電の導入量は「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」によると認定容量で 1.9 万 kW（2016 年 11 月末時点）であり全体の導入量の 1%に満たない。現在は、港湾区域などの近海で洋上風力発電の導入に向けた取組が進められているところであり、同時に、将来に向けた大規模洋上 WF の導入を促進するための取り組みを進める必要がある。

洋上風力発電は陸上より風況がよい海上へ設置するのでスケールメリットを最大限生かすことができ、中長期的には陸上風力の導入適地が限定的となることが想定されることから、「第四次エネルギー基本計画」、「地球温暖化対策計画」において洋上風力発電の導入拡大は不可欠であり、港湾区域等における着床式洋上風力の導入を促進するとともに、浮体式洋上風力発電についても、事業化に向けた実証研究等の取組を進めると方針が示されている。さらには、2013 年 4 月に閣議決定された「海洋基本計画」においても、洋上風力発電の実用化と導入拡大のため、インフラ整備を含めた基盤整備を推進する旨が示されている。

なお、風力発電はエネルギー密度が低いため、まとまった電力を送電するためには複数の風力発電を集中的に設置したウィンドファーム（以下、WF）構成とすることが効果的であり、洋上風力発電に関しても同様であることから、今後は洋上風力の導入ポテンシャルのある地域に大規模な洋上 WF を設置し、持続可能な社会の実現や地球温暖化対策の推進に貢献していくことが期待される。



図 1-2 2016 年末の風力発電の導入実績

1.1.3 洋上風力発電の導入ポテンシャル

我が国の洋上風力の導入ポテンシャルは、環境省が毎年度発行している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」において整理されている。平成 26 年 8 月に発行された平成 25 年度と同報告書では、自然条件による開発不可条件（表 1-1）を控除した条件付き導入ポテンシャルは約 1,380 百万 kW と推計され、導入ポテンシャル（設備容量）の内訳は、28%（386 百万 kW）を北海道エリア、次いで九州エリアが 26%（359 百万 kW）、東北エリアが 16%（221 百万 kW）となっており、3つのエリアで全体の約 70%を占めている（図 1-3）。我が国の洋上風力の導入ポテンシャルは、①沿岸に帯状に分布していること、②北海道エリア、東北エリア、九州エリアの一部にポテンシャルが集中していることが特徴であり、①については、我が国の海域が離岸すると水深が急に深くなることが要因として挙げられる。

表 1-1 洋上風力の導入ポテンシャル推計に係る開発不可条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満
	離岸距離	陸地から 30km 以上
	水深	200m 以上

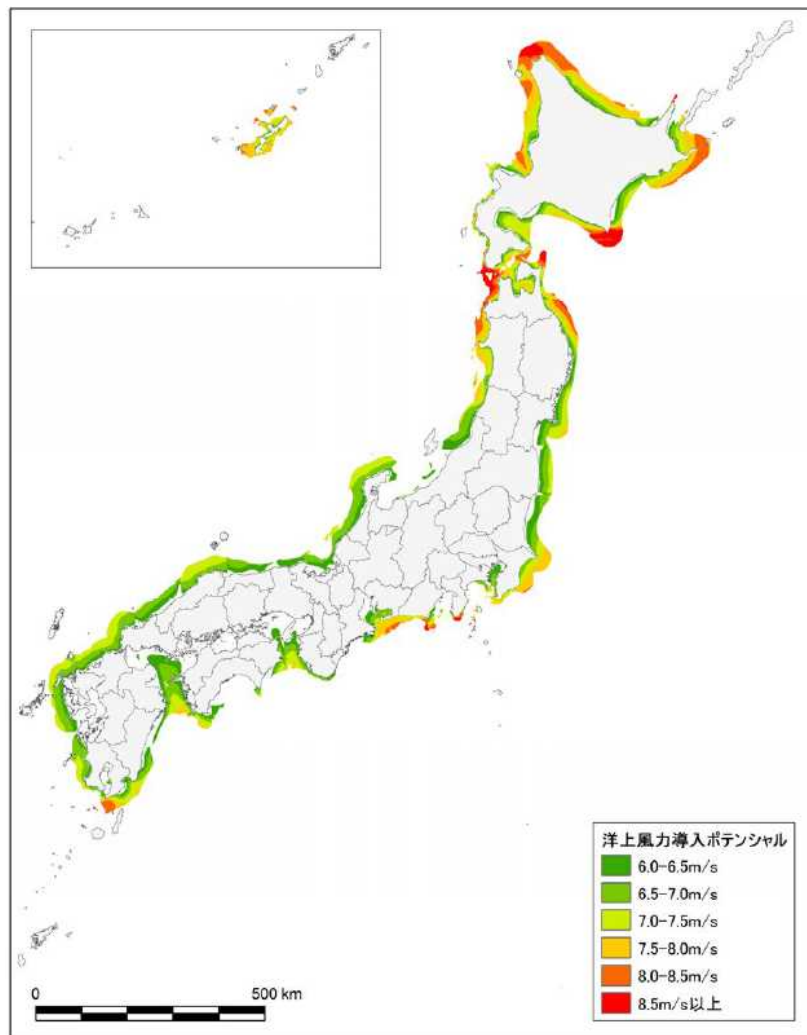


図 1-3 洋上風力の条件付き導入ポテンシャルの分布図

1.1.4 多端子直流送電システムの必要性

我が国では固定価格買取制度の導入により急速に太陽光発電が導入され、2016年11月末時点で導入量3,652万kWを到達しており、既にエネルギーミックスでの導入見込量(約6,400万kW)を大きく超える8,089万kWが認定されている。同時に陸上風力も導入が進んでいる中で、現在、太陽光や風力発電の適地とされている、北海道、東北、九州において系統の空き容量不足および周波数変動の課題が顕在化しており、系統の送電容量の増加、発電事業者側の出力制御や調整力の確保などが求められている。洋上風力もこれらの地域が適地であり、電力大需要地から物理的な距離が離れており、かつ、沖合の水深が急激に大きくなるため、大規模洋上WFを設置する場合、大規模洋上WFが複数導入されている現在の欧州のように遠浅な海域に面的に、かつ遠方に洋上WFが拡大する形態ではなく、沿岸に帯状に洋上WFが順次導入されていくと想定される。

一方、前述の通り、導入規模と設置場所によっては送電系統の空き容量不足などにより、洋上WFと近くの陸上系統を1対1で接続することは難しい。一方で、新規に陸上に送電系統を構築することは制約があることから、複数の洋上WFと既存の比較的大きな電力系統や需要地とを多端子で接続し、効率的に送電することが可能な多端子洋上直流送電システムが大規模洋上WFの導入拡大に必要である(図1-4)⁽¹⁾。

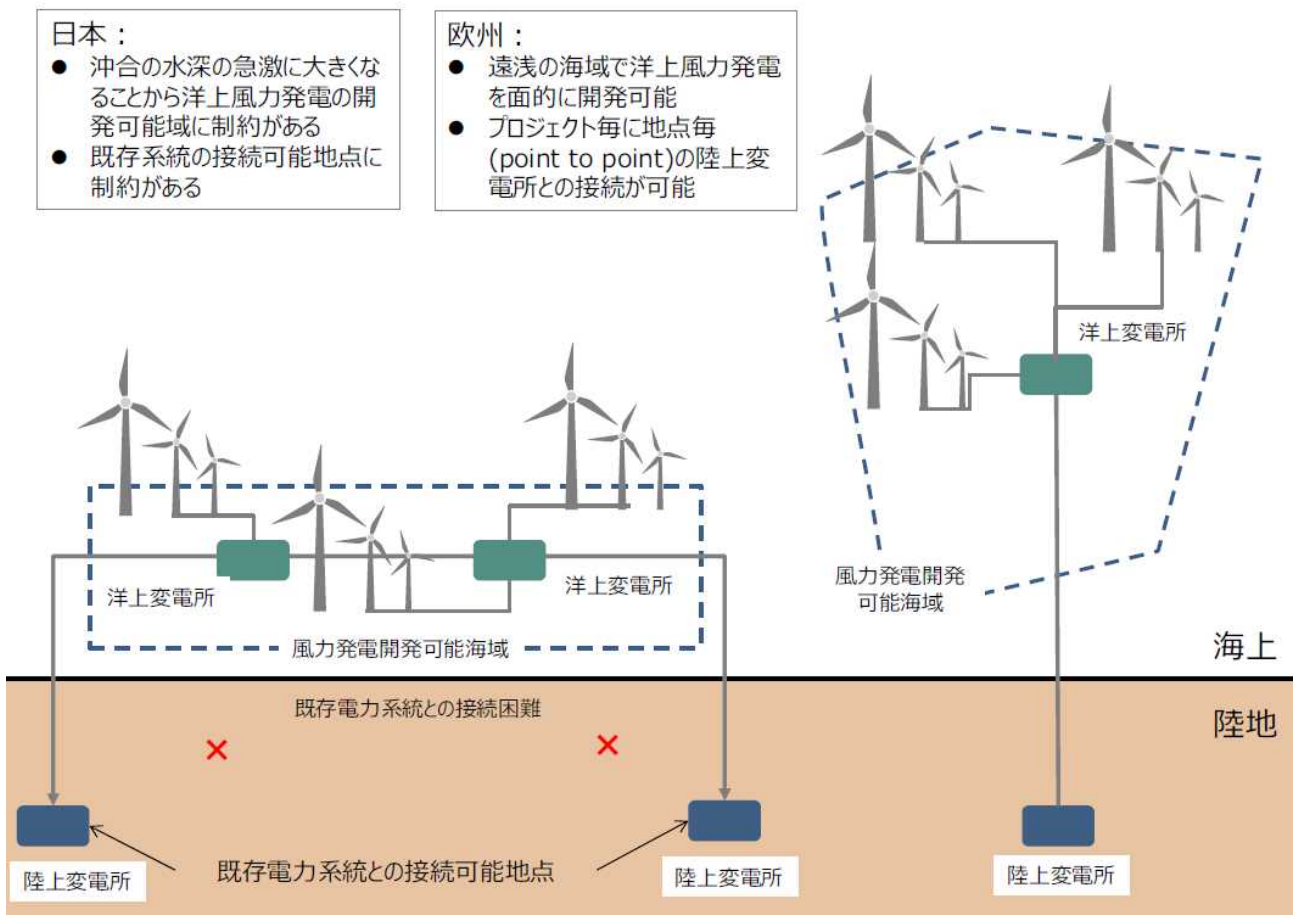


図 1-4 欧州と日本の風力発電用送電設備形成イメージ⁽¹⁾

現在、欧州の洋上WFの容量は数百MWのものが主流で、将来的にはGWクラスの実現すると予想されており、複数のWFの電力を送電する多端子直流送電システムもGWクラスの送電容量

が要求されるが、現時点では GW クラスの多端子直流送電システムは実用化されていない。

一方、近年の自励式のパワー半導体デバイスの技術向上による大容量化により自励式直流送電システムの導入事例が増えてきている。自励式直流送電は従来の他励式直流送電と比較して、非常に制御性が高いことから、多端子化が容易であり、低損失な電力変換技術の確立と変換器の大容量化に伴い実用化に向けた動きが世界で加速している。

なお、事業化に向けてコスト低減は重要な要素であり、従来の構成要素の設計方法、建設方法からより低損失化・効率化を図るための技術開発も必要である。

1.2 目的・位置づけ

今後、我が国において、再生可能エネルギーを導入拡大するためには、洋上風力を大規模に設置する必要があるが、大規模な洋上 WF を設置する場合、沿岸部の送電網の整備状況等によっては、海中ケーブルによる長距離送電を行うことで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統に、あるいは需要地に直接接続する必要がある。新規に地上に送電系統を構築する事の制約などから、洋上と陸上の複数のポイントを相互に接続する多端子の直流送電システムが有効である。

本事業では、高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する世界トップクラスの送電容量（電圧 $\pm 500\text{kV}$ 、容量 1GW）を有する多端子直流送電システムと必要な要素技術を開発し、今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的として以下の2つの研究開発項目を設定した。

1つ目の研究開発項目は、「システム開発」である。システム開発では、日本海域の洋上風力適地へ大規模洋上 WF を複数地点導入することを仮定し、経済性を考慮した洋上 WF の集電系統と送電系統の計画・設計を行う。また、多端子直流送電システムの解析モデルを開発し、様々なケーススタディを通じて自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様を検証するとともに、マルチベンダ化に向けて、自励式変換器間での情報の取り合いや上位や下位の制御方法を整理し、異メーカー連系接続を可能とするシステム標準化に向けた検討を行う。なお、研究開発成果は、国内の電力会社やメーカーなどの想定ユーザーへ向けて広く発信することで我が国への案件形成につなげることを狙いとしている。

2つ目の研究開発項目は、「要素技術開発」である。要素技術開発では、低コストで高信頼性を兼ね備えた多端子洋上直流送電システムを実現する上で必要となる直流遮断器、そして、従来の自励式直流送電システムよりコスト低減が見込めるケーブルジョイントや洋上 PF 基礎などを開発する。なお、本事業で開発する要素技術はシステムの高信頼化と低コスト化に貢献するだけでなく、既存技術と合わせて海外の直流送電の市場へ参入し、我が国の関連分野に対する国際競争力の維持・向上に資することを狙いとしている。

システム開発で行うモデルケースの検討およびモデル解析は、要素技術開発からフィードバックされるコスト削減効果や特性値などを盛り込んで実施するほか、システム開発のモデル解析により得られる耐電圧レベルや通信方式といった機器仕様などの情報は要素技術開発へフィードバックして設計仕様へ反映する。このように、システム開発と要素技術開発は互いに協調して事業目標の達成に向けて一体的に推進している。

1.3 目的の妥当性

1.3.1 関連する上位政策

前述の通り、大規模洋上 WF の導入拡大には大容量を長距離送電出来る多端子洋上直流送電システムが極めて有効な技術であり、さらに、浮体式洋上発電の事業化においても本事業の果たす意義は大きい。従って、以下の上位政策の下線部の目標達成に本事業は大きく寄与するといえる。

(1) エネルギー基本計画(第四次計画：2014年4月11日閣議決定)

第3節 再生可能エネルギーの導入加速～中長期的な自立化を目指して～

1. 風力・地熱の導入加速に向けた取組の強化

(1) 風力

風力発電設備の導入には、地元との調整や、環境アセスメントのほか、立地のための各種規制・制約への対応が必要となり、固定価格買取制度の下でも、これらの対応の必要性が小さい太陽光発電設備の導入と比べて導入に時間がかかることから、太陽光発電の導入増加のような動きとはなっていない。また、先行して導入が進む太陽光発電の供給のために現在の送電網の容量が利用され、接続余地が狭くなっていくという問題や、風車の落下事故の発生等、導入拡大に向けた課題も存在する。

このため、風力発電設備の導入をより短期間で、かつ円滑に実現できるようにするため、環境アセスメントの迅速化や電気事業法上の安全規制の合理化等の取組を引き続き進める。

加えて、再生可能エネルギーを受け入れるための地域内送電線や地域間連系線が必要となることから、まず、風力発電事業者からの送電線利用料による地域内送電線整備に係る投資回収を目指す特別目的会社の育成を図っていく。また、出力変動のある再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、電力システム改革において新たに広域的運営推進機関を設置し、周波数変動を広域で調整する仕組みを導入するとともに、同機関が中心となって地域間連系線の整備等に取り組む。あわせて、再生可能エネルギーの変動を吸収するための大型蓄電池や水素の活用も促す。大型蓄電池については、変電所等への導入実証や国際標準化とともに、現在普及の壁となっているコストの問題について、低コスト化に向けた技術開発等を実施することで、2020年までに現在の半分程度までコストを低減する。

～中略～

②洋上風力

中長期的には、陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において、洋上風力発電の導入拡大は不可欠である。

着床式洋上風力については、2012年より銚子沖と北九州沖に実機を設置し、設置工法、気象条件、発電量など事業化に向けた必要なデータの取得を進めつつある。これらのデータや海外における実用化の事例等を踏まえ、2014年度から固定価格買取制度における新たな価格区分の設定がなされたところであり、引き続き取組を強化する。

また、浮体式洋上風力についても、世界初の本格的な事業化を目指し、福島沖や長崎沖で実施している実証研究を進め、2018年頃までにできるだけ早く商業化を目指しつつ、技術開発や安全性・信頼性・経済性の評価、環境アセスメント手法の確立を行う。

第2節 2030年に向けた政策対応

3. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組

(1) 急速なコストダウンが見込まれる太陽光・風力の主力電源化に向けた取組

太陽光・風力については、世界的に低コストで導入が拡大していることを踏まえ、我が国においても、今後、技術革新等により、一層のコスト低減を進めて他の電源と比較して遜色のない競争力のあるコスト水準となること、蓄電池等との組み合わせにより長期安定的な電源として成熟していくことが期待される。こうした課題を踏まえつつ、住宅用や小規模の太陽光は自家消費やエネルギーの地産地消を行う分散型電源として活用し、その他はコスト競争力が特に高く、市場売電を想定した大型電源として活用していくことを目指して取組を進める。

～中略～

②風力

風力発電設備の導入に当たっては、地元との調整や環境アセスメントのほか、立地のための各種規制・制約への対応が必要となり、FIT制度の下でも、これらの対応の必要性が小さい太陽光発電設備の導入と比べて導入に時間がかかっている。また、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、現在の送電網の容量が利用され、接続余地が狭くなっていくという問題も存在する。さらに、海外では発電コストが大きく低減する中で、我が国の発電コストは以前高く、FIT制度における中長期的な価格目標（浮体式洋上風力発電を除く風力発電の発電コストの水準が、2030年までに8～9円/kWhとなることを目指す等）の実現を目指して、機器費・工事費・系統接続費等の大幅なコスト低減を図っていく必要がある。

将来的に大型電源として活用するため、地域との共生を図りつつ、風力発電設備の導入をより短期間で円滑に実現できるよう、環境アセスメントの迅速化や、規模要件の見直しや参考項目の絞り込みといった論点も踏まえた必要な対策の検討、電気事業法上の安全規則の合理化等の必要に応じた取組を引き続き進める。

また、大幅なコスト低減に向けて、低コスト化に向けた技術開発やFIT制度を活用した競争や効率化の促進等に取り組む。

陸上風力については、北海道や東北をはじめとする風力発電の適地を最大限効率的に活用するため、農林地と調和・強制のとれた活用を目指し、必要に応じて更なる規制・制度の合理化に向けた取組を行う。

洋上風力については、世界的にはコストの低減と導入拡大が急速に進んでいる。陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において、洋上風力発電の導入拡大には不可欠である。欧州では、海域利用のルール整備とともに入札制度を導入することにより、この数年間で急速なコスト低減が進んでいる。欧州の洋上風力発電に関する取組も参考にしつつ、地域との共生を図る海域利用のルール整備や系統制約、基地港湾への対応、関連手続きの迅速化と価格入札も組み合わせた洋上風力発電の導入促進策を講じていく。また、着床式洋上風力の低コスト化に向けた実証や開発支援を行うとともに、浮体洋上風力についても、技術の開発や実証を通じた安全性・信頼性・経済性の評価を行う。

(2) 地球温暖化対策計画

第2節 地球温暖化対策・施策

1. 温室効果ガスの排出削減、吸収等に関する対策・施策

(1) 温室効果ガスの排出削減対策・施策

① エネルギー起源二酸化炭素

E. エネルギー転換部門の取組

(b) 再生可能エネルギーの最大限の導入

・ 風力発電

大規模に開発できれば経済性を確保できる可能性があり、発電設備の高効率化・低コスト化に向けた技術開発を進める。また、環境や地元配慮しつつ、風力発電設備の導入をより短期間で、かつ円滑に実現できるよう、環境アセスメントについて、迅速化などの取組を引き続き進めるとともに、国と地方公共団体が協力し、環境保全に配慮しつつ事業の不確実性を減らすよう導入促進に向けたエリアの設定についても検討を行う。

また、北海道や東北北部の風力適地では、必ずしも十分な系統調整力がないことから、地域間連系線などの系統整備や系統運用の高度化等に向けた技術開発に取り組む。

中長期的には、陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において、洋上風力発電の導入拡大は不可欠であり、港湾区域等において着床式洋上風力の導入を促進するとともに、浮体式洋上風力発電についても、世界初の本格的な事業化に向けた実証研究などの取組を進める。

(3) 海洋基本計画

7 海洋科学技術に関する研究開発の推進等

(1) 国として取り組むべき重要課題に対する研究開発の推進

エ 海洋再生可能エネルギーの開発に関する研究開発

○洋上風力発電の実用化と導入拡大のため、技術開発及び実証を推進する。また、専用船等のインフラや、基盤情報など、洋上風力発電の普及のための基盤整備を推進する。

1.3.2 各国の風力発電の政策・動向

(1) 欧州

欧州レベルの政策としては、再生可能エネルギー政策の1つのマイルストーンは2001年に発行した「再生可能資源からのエネルギーの利用促進に関する指令(2001/77/EC)」(通称「RES指令」)となる。RES指令は2001年に発行された後、2009年に改正され、特に2001年時点では指示的目標(努力目標)であった各国導入目標が2009年改正時には義務的目標に代わり、さらに強い拘束力を持つようになっている。RES指令では2020年の欧州のエネルギー消費に対する再生可能エネルギー比率を20%以上にするを掲げているが、各国に義務付けられた目標を達成するための手段は各国の裁量に委ねられている。そのため、FIT(Feed in Tariff、全量買取制度)、RO(Renewable Obligation、再生可能エネルギー義務)、RPS(Renewable Portfolio Standard、再生可能エネルギー利用割合基準)、TGC(Tradable Green Certificate、取引可能な再生可能エネルギー証書)など各国様々な支援政策が講じられた。⁽³⁾ なお、2030年の欧州のエネルギー消費に対する再生可

能エネルギーの比率を27%以上にすることを目標に掲げた「改定 RES 指令」の制定に向けたプロポーザルが2016年11月に発行された。

「RES 指令」により設定された再生可能エネルギーの導入目標を達成するための重要な政策である、2020年の風力発電の導入目標がNREAPs (National Renewable Energy Action Plans) において掲げられている。これによると、欧州の2020年時点の風力の導入目標は、陸上170GW、洋上37GWの計207GWとしている。GWECによると、欧州の2016年の導入量は14GW、累積で161GWである。

(2) 中国

中国国家発展改革委員会は2017年1月17日、2016～2020年のエネルギー政策の基本方針を示す「エネルギー発展第13次5カ年計画」を発表した。これと前後して電力全般や石炭、天然ガス、風力、太陽光などに関する各論の5カ年計画も順次発表されている。第13次5カ年計画では、一次エネルギー消費の増加率を5年間で年平均3%以内に抑えた上で、2020年の一次エネルギー消費に占める石炭比率を58%以内(2015年は64%)に抑制する方針である。一方、非化石エネルギー比率を15%(同12%)、天然ガス比率を10%(同5.9%)に引き上げる方針である。2020年時点での総発電装置容量を20億kWとしており、年平均の増加率は5.5%を見込んでいる。その内、風力発電は2.1億kW(同1.29億kW)まで増強し、年平均増加率は9.9%を見込んでいる。

「エネルギー発展第13次5カ年計画」に基づく風力発電の導入計画によると、2020年までに年9.9%の増加の想定のもと、全体で210GWの導入目標を掲げており、うち、5GWを洋上風力としている。GWECによると2016年の風力発電の導入量は23GWであった。累積では169GWを達成しており、うち、洋上風力発電は1.6GWである。

(3) 米国

環境保護局(EPA)が2014年6月2日に発表した、発電所からのCO2排出量を2030年までに2005年に比べて30%削減することを目標とした規制案「クリーン・パワー・プラン Clean Power Plan」では、CO2排出削減の目標達成の方法として、石炭火力から天然ガス火力へのシフト、既存発電技術の効率向上、省エネ技術の導入による促進などとともに、再生可能エネルギーや原子力発電などの低炭素電源を開発していくことが重要施策として盛り込まれている。再生可能エネルギーの促進支援策として、州ごとにさまざまな支援策があるが、連邦レベルでは投資税額控除(ITC: Investment Tax Credit)や風力発電を対象とした発電税額控除(PTC: Federal Production Tax Credit)が実施されている。

米国エネルギー省(DOE)が2015年3月に発行したWIND Visionによると、電力需要に対する風力発電からの供給の比率を2020年までに10%(113GW)、2030年までに20%(224GW)、2050年までに35%(404GW)とする目標を掲げている。さらに、洋上風力発電については、2020年までにマーケットとサプライチェーンの構築、2030年までに電力需要に対して2%(22GW)、2050年までに7%(86GW)の導入目標を掲げている。AWEAによると2016年には、全電力量に占める風力発電の割合が5.5%(2015年は4.7%)となったと発表している。導入量では、GWECによると2016年の風力発電の導入量は9.4GWであった。全体では97.6GWを達成している。洋上風力に関しては2016年12月に東海岸ロードアイランド州ブロック島に米国初の「Block Island Wind Farm」が運転を開始した。設備容量は30MW(6MWの洋上風車を5基)である。

主要3地域における風力発電の導入計画、および2016年の導入実績から、各地域とも導入目標の達成に向けて、今後ますます導入拡大に向けた政策を講じ、洋上風力については、先行する欧州に続き北米や中国も導入に向けて加速していくものと考えられる。

1.3.3 欧州の洋上風力発電の導入に向けた取組

Wind EUROPEの報告では、欧州地域が2016年時点で12,631MW（1,263万kW）と世界の90%近くを導入しており洋上風力市場を先導している。また、The European offshore wind industryによると、2020年までに24.6GW（2,460万kW）の洋上風力発電の導入を見込んでおり、今後も積極的な導入が計画されている。また、洋上WFの大容量化と離岸距離の長距離化、大水深化が進んでおり、WIND EUROPEの2016年の報告書によると今後の洋上WFの離岸距離は100km超、水深も40mを超える地点での導入計画が増えてきている（図1-5（a））。加えて、洋上WFの容量も1GW超の洋上WFが計画されている（図1-5（b））。

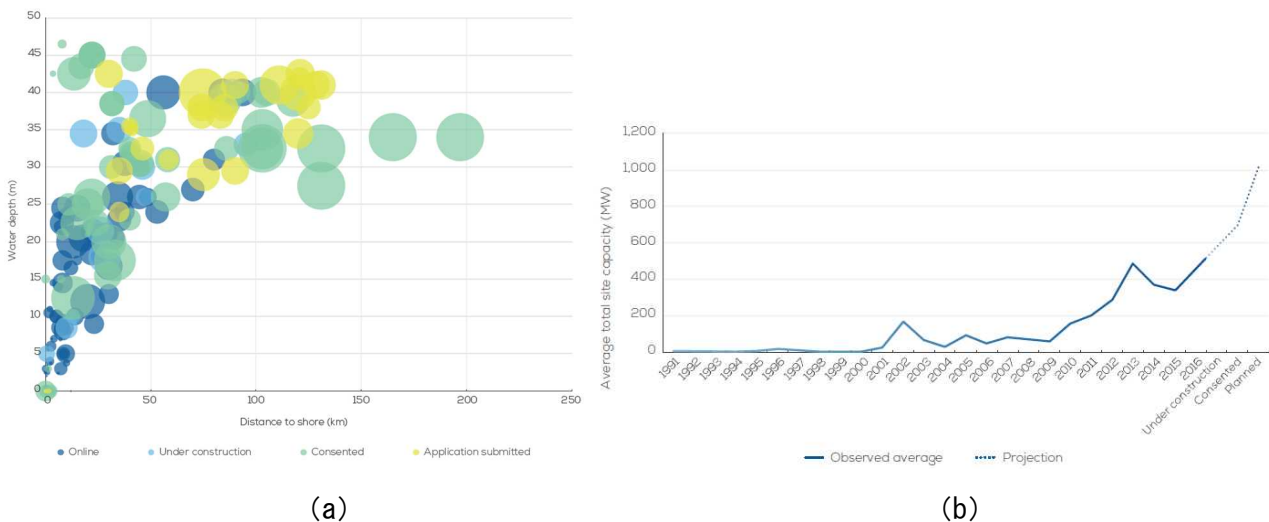


図1-5 欧州における洋上WFの規模と離岸距離と深さの推移（a）、洋上WF容量の推移（b）

ドイツを例に挙げると、2016年時点の洋上風力発電の導入量は4.1GWで英国に次いで世界第2位である。また、洋上風力発電向けの送電設備に直流送電システムが導入されている唯一の国でもある。ドイツとオランダの送電系統運用事業者（TSO）であるTenneTは、北海およびバルト海に面する海域に洋上風力発電設備を導入しているが、洋上WFの設置海域が陸上から離れていることから、洋上変換所を建設しての直流送電システムを多く採用している（表1-3）。

洋上風力の大規模プロジェクトの一つであるDoWin3プロジェクトの構成は、発電機の電力を交流で集約および昇圧した後に、交直変換設備を用いて直流に変換する。そして直流で陸上まで送電を行い、陸上の交直変換所で再び交流に変換して交流系統へ送電する（図1-6）。

表 1-3 ドイツの直流送電を採用した洋上風力プロジェクト

Project	Capacity	Cable distance	Commissioning	Grid Connection
BorWin1	400 MW	200 km	2010	HVDC
BorWin2	800 MW	200 km	2015	HVDC
DolWin1	800 MW	165 km	2015	HVDC
HelWin1	576 MW	130 km	2015	HVDC
HelWin2	690 MW	130 km	2015	HVDC
SylWin1	864 MW	204 km	2015	HVDC
DolWin2	916 MW	135 km	2016	HVDC
DolWin3	900 MW	162 km	2018	HVDC
BorWin3	900 MW	160 km	2019	HVDC

(※ TenneT ホームページより作成)

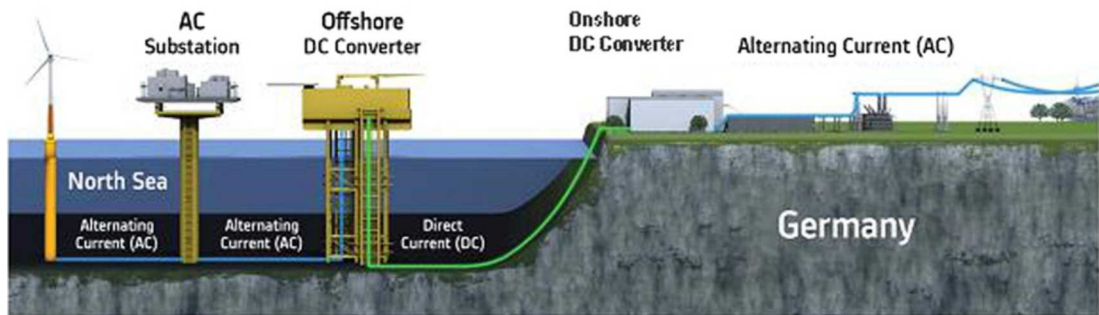


図 1-6 DolWin3 の構成⁽⁴⁾

1.3.4 直流送電システムについて

(1) 直流送電と交流送電

長距離送電になると交流送電より直流送電が選択される理由の一つとして、送電距離に対する導入コストが挙げられる。海底や地中送電線で用いられるケーブル送電の場合、送電距離 50～100km を超えると直流送電が有利になるとされている。これは、直流送電システムには交直変換設備が必要なため短距離であれば交流送電システムの方が安価となるが、長距離になると交流送電システムは無効電力損失が多く発生することから調相設備や多数のケーブルが必要となり導入コストが高くなる。一方、直流送電システムの場合、長距離送電になっても無効電力損失が発生せず調相設備も不要であることから、交流送電より低コストとなる（図 1-7）⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾。

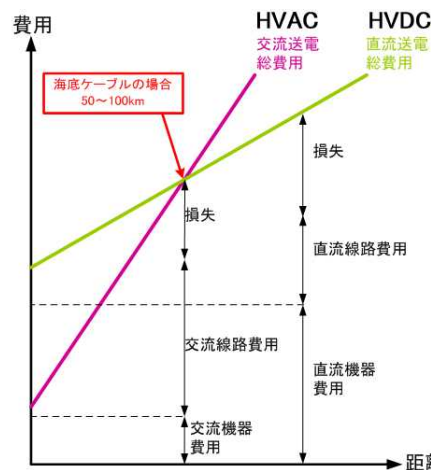


図 1-7 交流送電と直流送電の費用比較

(2) 自励式直流送電システムの有効性

直流送電方式には、実績が豊富な他励式と近年注目され導入実績が増えている自励式がある。他励式はサイリスタ等の電流遮断能力をもたないオン制御デバイスで構成されており、転流動作に系統電圧を必要とする。自励式は、GTO や IGBT 等の電流遮断能力を有するオンオフ制御デバイスで構成されており、自励式変換器自体で転流動作が可能である。また、自励式は他励式と比べて制御性が非常に高く柔軟な潮流制御が可能であるほか、ブラックスタートや無効電力供給も可能で、離島や洋上風力といった弱い系統への接続、系統安定化のためのきめ細やかな潮流制御が必要とされる用途に適している。また、多端子化も容易で、本事業で実用化を目指す多端子直流送電システムも自励式の採用を前提としている（表 1-4）。

表 1-4 他励式変換器と自励式変換器の比較⁽²⁾

項目	他励式(LCC)	自励式(VSC)
転流方式	交流電圧で転流	自己転流
素子	サイリスタ	IGBTなど
無効電力供給	不可	可能
有効電力と無効電力の個別制御	不可	可能
ブラックスタート	不可	可能
連系交流系統の制限	連系点は系統が強い必要がある	連系点の系統が弱くとも連携可能
変換器損失	小	他励より大
フィルタ設備	大規模のものが必要	不要か小規模で可
多端子化	構築・運用が複雑	簡単に構築可

1.3.5 多端子直流送電システムの実用化に向けた海外の取組

欧州では再生可能エネルギー利用が順調に拡大を続けるが、出力変動の激しい風力や太陽光発電の拡大は電力系統の不安定化という課題を引き起こす。これを解決するため各国は新たなエネルギーシステムの構築を目指しており、送電線を隣国とつなぎ電力を融通し合う国際連系の拡大を進めている。従って、今後も洋上風力発電を導入していく欧州にとって、洋上WFの連系と国際連系線の協調は経済性を確保するためにも重要な課題となっていくと考えられ、そのソリューションの一つが多端子直流送電システムとなりうる。以下に、多端子直流送電システムの実用化に向けた取組について説明する。

(1) 多端子直流送電システムの適用可能性

① 洋上送電系統への適用可能性

現状の洋上WFからの電力の送電には、交流も直流も1つの発電設備と1つの陸上変電所（変換所）を送電ケーブルで接続する構成、およびそれを複数並列接続したマルチインフィード構成がとられている。将来的には、広範囲に亘って複数の洋上風力発電設備の導入が行われることも想定されることから、多地点の発電設備を結ぶように洋上送電系統を構成することが検討されている（図 1-8）。バックボーン型は沿岸部に長距離に亘って発電所が配置されるような場合に適しており、送電線の有効活用と供給信頼度の向上が期待できる。本事業でイメージしている多端子洋上直流送電システムの国内への導入ケースに最も近く、沿岸部に直流送電線を配置し、複数の洋上WFと複数の陸上変換所を接続する構想である。この構成では、直流系統内で発生する事故がシステム全体に波及するため、系統規模が大きい場合には直流遮断器を用いた保護と併用する必要がある。また、直流遮断器には、事故発生時に数msオーダーでの確実な遮断と低コスト化、そし

て、交直変換器などの他設備との協調が要求されることから、開発には高い技術が必要で、世界的にも大容量の直流遮断器はいまだ実用化されていない。

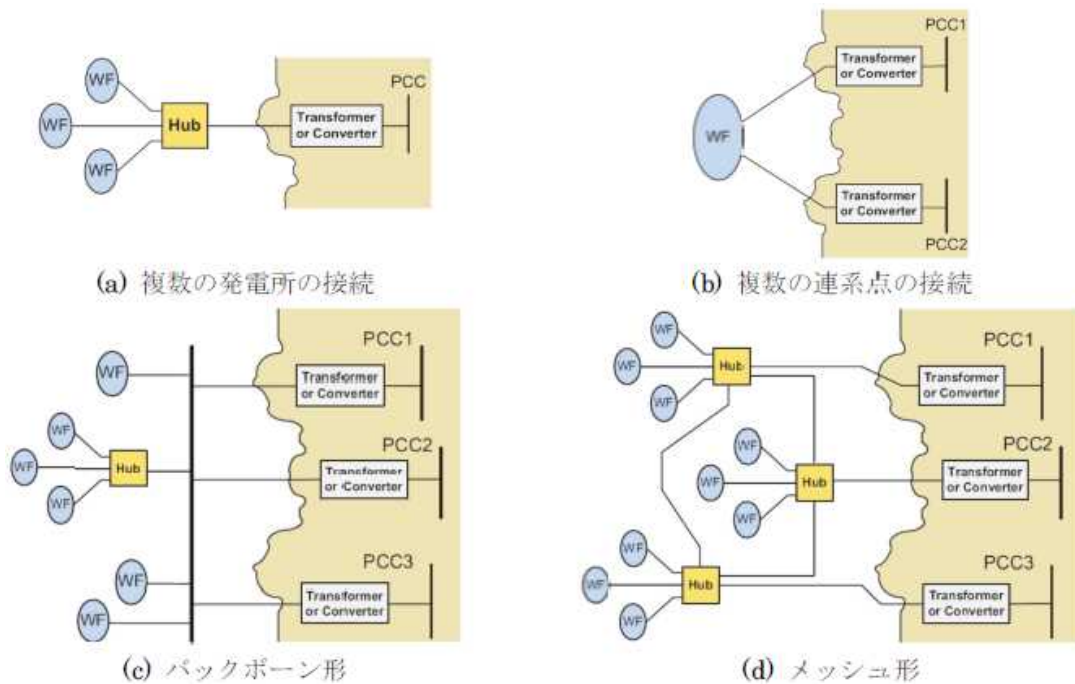


図 1-8 多端子接続を含む洋上送電システムの構成⁽⁸⁾

② 国際連系線への適用

複数の国際連系線により電力システムの域内統一化を進める欧州では、今後の 10 年間の送電ネットワーク開発計画 (TYNDP : Ten-Year Network Development Plan) を、各国の系統運用者 (TSO) をとりまとめる機関である欧州送電系統運用者ネットワーク (ENTSO-e) が策定している。TYNDP は 2010 年に最初のものが策定され、その後、2 年おきに発表されている。最新のものは、TYNDP2016 が 2016 年 12 月に発表された。TYNDP は、加盟国の送電網 10 年開発計画を 6 つの領域グループレベルでまとめた RIP (Regional Investment Plan) を、欧州レベルへと積み上げるボトムアップで策定される。

2015 年 10 月に策定された 6 つの RIP のうち、北海とバルト海域の RIP にデンマークを中心として、ポーランド、ドイツ、オランダ、ノルウェー間の国際連系線を導入する場合の送電方式による費用対効果を評価している。欧州では、CO2 削減のために火力発電の廃炉を進め、さらには原子力発電の比率を下げ、水力や風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギーの比率を益々高める方針を掲げている。これを実現するためには、国際連系線を増強して電力流通をより活性化していく必要があるとしている。そこで、1 対 1 の直流送電システムを導入した場合、多端子直流送電システムを導入した場合について評価を行っている。通常、既存の適当な交流 400kV の変電所に、1 対 1 の直流送電システムを追加で接続するが、その場合、国内の送電系統が過負荷になってしまう。既に N 原則で多くの送電線の過負荷が発生する状況では、N-1 原則ではさらなる過負荷と過酷さが増すことになる。これらの課題は、国内の系統を増強することで対策出来るが多大の費用が必要になると評価している (図 1-9 (a))。

一方、多端子直流送電システムを導入すると前述の課題が発生せず、既存の交流 400kV への影響を減らし、交直変換設備を 6 つから 4 つに削減することが可能となり、交直変換設備を削減したことによる AC/DC 変換ロスが削減できると結論付けている。なお、1 対 1 の直流送電システムを

導入した場合と比較して 151.5M€～261.7M€（242 億～418 億 @160 円/€）のコスト削減が見込めると試算している（図 1-9（b））⁽⁹⁾ ⁽¹⁰⁾。

さらに、多端子直流送電システムには直流遮断器の導入が前提とされており、事故発生時に事故区間を速やかに切り離すことが可能な大容量の直流遮断器の早期実用化が求められているところである。

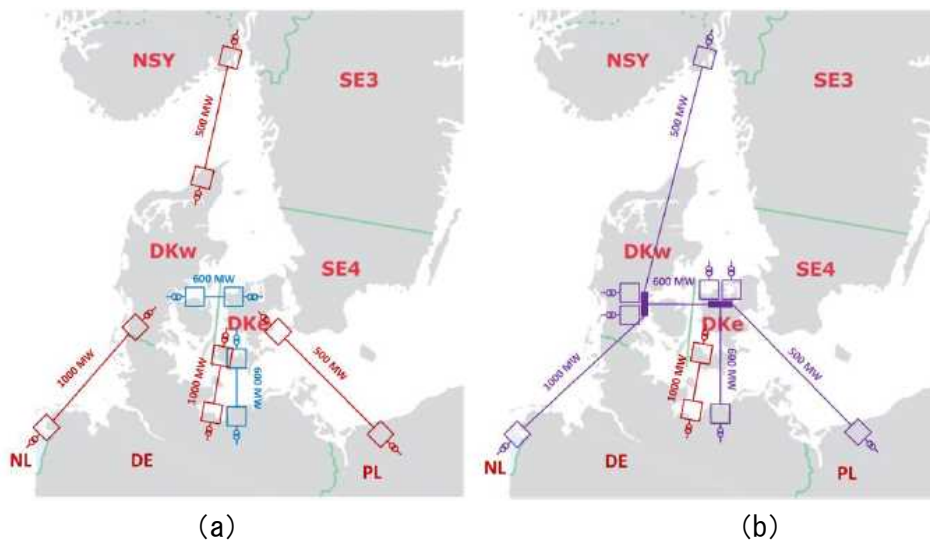


図 1-9 西デンマークの直流送電プロジェクトの検討例⁽⁹⁾
 （（a）1 対 1 構成、（b）多端子構成（紫部））

（2）実用化に向けた欧州の動向

多端子直流送電システムは、今後の再生可能エネルギーの導入拡大、系統安定化を両立するための有効な手段であることが評価されており、現在、欧州では実用化に向けた以下のプロジェクトが進行中である。

① Best Paths⁽¹¹⁾

再生可能エネルギー接続に向けた革新的送電システムの統合・運用ソリューションを大規模に検証するもので、複数の送電会社が 1 つのプロジェクトへ異なる提案で参加している。実証は DEMO1 から DEMO5 の 5 つ存在し、DEMO1 が洋上風力発電を多端子直流送電システムで接続するためのシステム検討、DEMO2 が自励式変換器の相互連系（異メーカー連系）の検証、DEMO3 が AC グリッド間における多端子直流送電システム接続へのアップグレードに関する検討と、本事業との関連性が強い開発内容となっている（図 1-10 の赤枠部）。

当初は、DEMO2 において、異メーカー 3 社（Siemens、GE、ABB）の相互運用性を検証する予定であったが、途中から実質的に ABB 1 社となった。

LARGE SCALE DEMONSTRATIONS

1. HVDC in offshore wind farms and offshore interconnections
2. HVDC-VSC multivendor interoperability
3. Upgrading multiterminal HVDC links
4. Innovative repowering of AC corridors
5. DC Superconducting cable

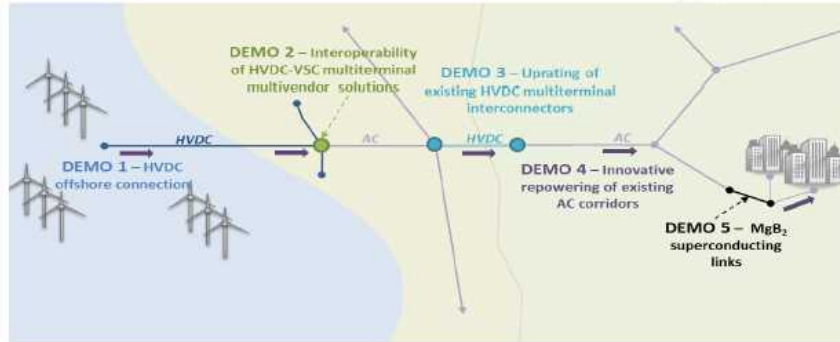


図 1-10 プロジェクト構成

②PROMOTioN⁽¹²⁾

欧州の全ての洋上風力のポテンシャルを開発するために、国家間で洋上 WF と陸上システムを連系するための系統整備は緊急の要求事項である。しかし、直流送電技術は認識されているものの、メッシュ化した洋上直流送電システムは高価な電力変換技術、保護方式の経験不足、国際的な規制といった様々な課題がある。そこで、PROMOTioN ではそれらの課題を解決すべく、大きく 3 つの鍵となる技術を開発する。1 つは、洋上 WF の電力送電に特化した低コストなダイオード変換設備の開発、2 つ目は異メーカー間での連系が可能な多端子直流送電システムの保護方式の開発、最後の 3 つ目は、直流遮断器の開発である。本プロジェクトも「Best Paths」と同様、本事業と関連性が強く、2020 年からの実用化に向けた技術開発を行っている（図 1-11）。

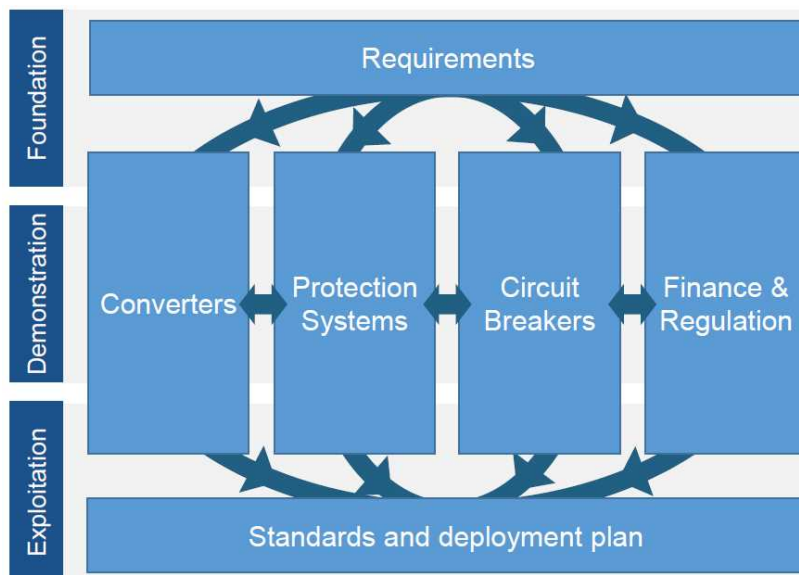


図 1-11 プロジェクト構成

これらの2件のプロジェクトは本事業と同時期に進行しており、多端子直流送電システムの実用化に向けた技術開発が行われている（表1-5）。従って、我が国の直流送電技術の国際的な競争力を確保していくためにも今から産学官が連携し、オールジャパン体制で技術開発を推進していくことが重要である。

表 1-5 多端子直流送電システムの開発動向

	プロジェクト名	2014 (H26)	2015 (H27)	2016 (H28)	2017 (H29)	2018 (H30)	2019 (H31)	2020 (H32)
EU	Best Paths 予算総額:62.8M€=約74億							
EU	PROMOTION 予算総額:51.7M€=約61億							
日本	次世代洋上直流送電システム 開発事業							

さらに、各事業の特徴を以下に整理する（表1-6）。欧州のプロジェクトと本事業の共通事項としては、例えばシステム制御・保護方式の確立、異メーカー連系の確立、直流遮断器の開発が挙げられる。これらは多端子直流送電システムの実用化に必須の開発要素であり、本事業はこれらの重要要素をおさえつつ、さらに国内への導入に必要な設備仕様の検討、大水深に対応可能な洋上基礎などの新たな要素技術、そして低コスト化に向けた様々な要素技術の開発を行っている。従って、国際的な技術的優位性を確保しつつ、海外メーカーが国内へ参入する際の障壁もクリアすることで、国内外市場への参入を優位に進められると考えている。

表 1-6 各事業の開発内容の整理

事業名	開発内容
次世代洋上直流送電システム開発事業	<ul style="list-style-type: none"> ・多端子洋上直流システムの計画、設計、経済性評価、事業性評価手法の開発、国内の洋上WF導入に向けた制度・ルールの整理 ・マルチベンダを適用した、システム制御手法、保護方式の開発、事故検出方法の検討 ・マルチベンダ化に向けた自動式交直変換器のインターフェイス仕様など開発。 ・直流遮断器の実用化に向けた開発 ・DC525kVに対応した海底ケーブル、及び中間ジョイント、異径ジョイント、異社間連系分岐ジョイントの開発 ・海底ケーブル敷設工法の高速度化開発 ・大水深に適用可能な洋上PF基礎(スカートサクシオン工法)の開発
Best Paths	<ul style="list-style-type: none"> ・洋上WF接続したマルチベンダ、多端子HVDCシステムにおける潮流制御などを、アナログモデルを用いて検討。4端子DC gridを60kVAのMMC-VSC実機で構築して試験 ・マルチベンダHVDC-VSCシステムにおける相互運用に向けた取組。ABB, siemens, GE (ALSTOM) が参加。モデル解析(リアルタイム解析含む)を通して、自動式HVDCシステムのインターフェイス仕様を開発(標準化) ・イタリアのSACOI: 3端子HVDC(LCC3端子)からVSC-MMCへのアップグレードを見越した実証。再エネの拡大、系統安定化に貢献 ※siemens (2016年), GE (2017年) は撤退
PROMOTiON	<ul style="list-style-type: none"> ・メッシュ洋上系統のシステム要求事項の検討 ・DR(Diode Rectifiers)とVSC及び洋上風車との相互運用の検証 ・直流系統の保護手法の開発(異メーカー連系、直流遮断器含む) ・直流遮断器、試験方法の開発 ・国際連系、洋上送電系統 ・HVDCシステム、HVDCシステムが接続された洋上風力発電設備の標準化 ・将来の欧州の洋上系統の配備計画の立案

(3) 特許戦略

直流送電システムに関する特許出願傾向は、2013年より特許件数が大きく伸長している。これは、近年の洋上風力やメガソーラ連系や広域連系などが多く建設された結果、これに関連する特許出願が増加したものと考えられる。また、2010年以降には中国メーカーや大学などの提案が増えていることも特徴的である（図1-12）⁽¹³⁾。次に、特許出願の技術分野の傾向は、各社とも事故対策、直流送電の直流電圧、電流、潮流制御に関する出願が多い。さらに最近では、多端子直流送電システムが今後建設されることを想定し、特にABB、AlstomなどはDC-DC電圧変換器の構成に関する出願が増加傾向（図1-13の「その他」に分類）にある（図1-13）⁽¹³⁾。

我が国としては、本事業を通して技術的にハイレベルな多端子直流送電システムの技術開発を行い、他国に先駆けて重要特許を取得することで、国際競争力においても優位な立場を確保していくことが必要である。よって、本事業での開発成果で特許を積極的に取得していくとともに、特許化が得策でないものはノウハウとする等、各社の事業化戦略に沿って戦略的に進めていく。さらに、必要な範囲は国際標準化することも当該技術分野の世界市場を獲得していくために非常に重要である。

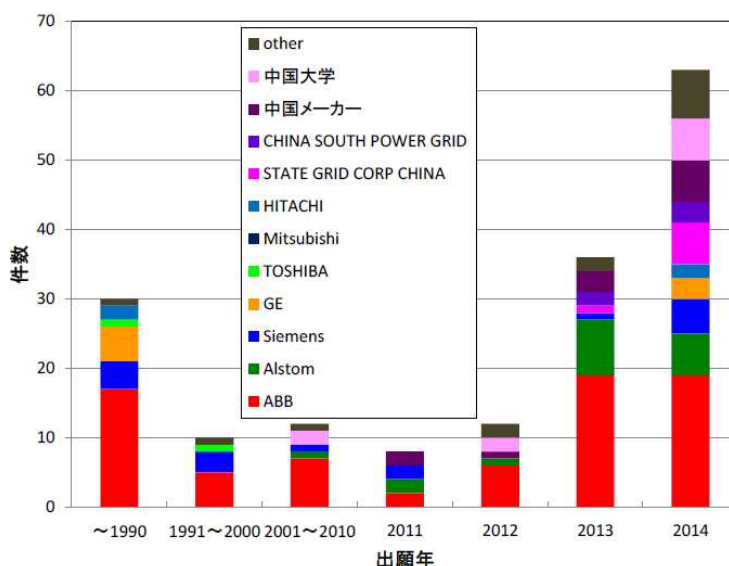


図1-12 直流送電に関する特許出願件数推移

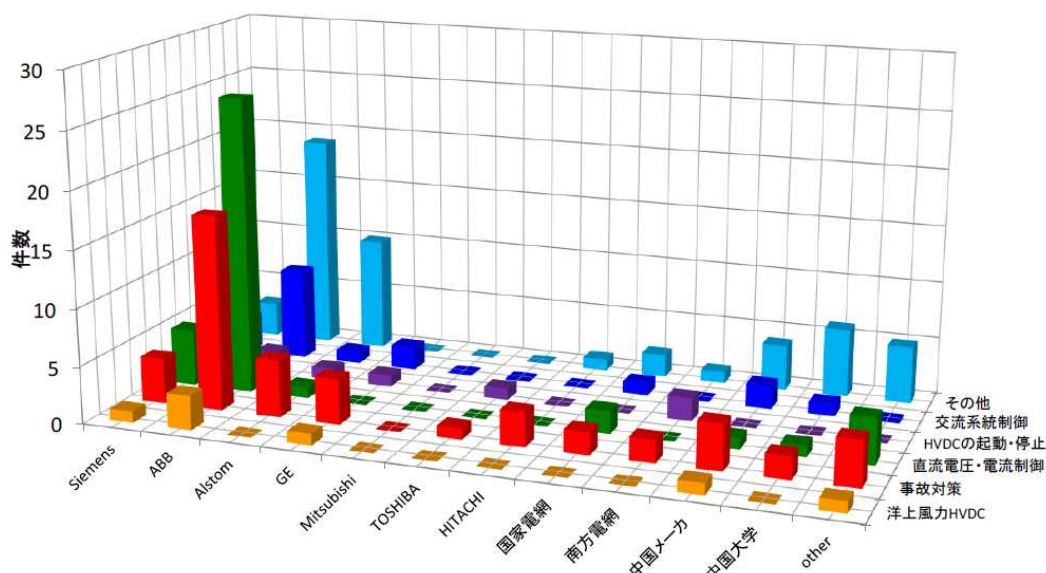


図 1-13 直流送電技術分野の主要出願先と技術分野の傾向

1.3.6 市場予測

2016年に報告された海外調査会社の市場予測によると、直流送電の市場規模は2016年から2022年まで年8.4%の成長率で2022年には約1.2兆円になるとしている。また、容量ベースでは、年9.8%の成長率で2022年までに85.79GWになると予測している。このように、本事業で開発している多端子直流送電システムを含む直流送電の市場は今後も拡大する傾向にある。また、NEDO技術戦略研究センターが策定した「超分散エネルギーシステム分野の技術戦略（直流技術）」では、2030年の市場規模は約1.0兆円としている。

1.3.7 目的の妥当性

我が国の化石燃料に依存する電源構想を解消することは、エネルギー安全保障および温室効果ガス削減の観点から極めて重要であり、現在は、純国産エネルギーの一つである再生可能エネルギーの導入拡大に向けた様々な取り組みが進められている。このような状況の中、国産エネルギーの確保と温室効果ガス削減を同時に実現するためには、エネルギーミックスの早期実現だけでなく、2030年以降も持続的に再生可能エネルギーを導入していく必要がある。しかし、先行する太陽光発電、陸上風力発電においては今後、導入適地が限定的となることが想定される。従って、洋上の優良なポテンシャルを有効活用した大規模洋上WFの導入を推進していくことが重要であり、その発電した電力を有効活用するためには、高い信頼性と低コストを兼ね備えた多端子直流送電システムにより、遠方の複数の大需要地へ効率的に送電することが必要となる。

さらに、海外では国家間連系線としての活用も可能であり、多端子直流送電システムの実用化に向けた国家プロジェクトの推進、および特許出願が積極的に行われている状況にある。多端子直流送電システムは我が国では地域間連系線として活用可能であり、我が国の再生可能エネルギーの持続的な導入と、当該分野に対する国際競争力の向上に向けて、本事業を通してオールジャパン体制で早期実用化に向けた技術開発を推進することが必要である。

出典：

(1) NEDO 成果報告書，再生可能エネルギー導入に係る電力系統対策動向調査（実施者：三菱総合研究所），2/2015

(2) 電気学会技術報告書，パワーエレクトロニクス機器の制御技術，1084号，(2007)

- (3) 安田陽：「風力発電の導入率と各国政策の比較研究」，日本風力エネルギー学会誌，2013
- (4) Colin C Davidson： “The Use of High-Voltage Direct Current Transmission for Offshore Wind Projects” ， ISSN, 2014
- (5) Chan-Ki Kim 他著， “HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems” ， John Wiley & Sons ， 2008
- (6) Dr. Yanny Fu, KEMA Consulting, “Long distance bulk transmission” ， Dutch Association for Engineers and Engineering Students ， 2010
- (7) Vahan Gevorgian, NREL 他， “Submarine Power Transmission” ， Energy Development in Island Nations ， 2010
- (8) “National Offshore Wind Energy Grid Interconnection Study Final Technical Report” ， U.S DEPARTMENT OF ENERGY, 2014
- (9) “Regional Investment Plan 2015 North Sea region” ， ENTSO-E, 10/2015
- (10) “Regional Investment Plan 2015 Baltic Sea region” ， ENTSO-E, 10/2015
- (11) Best Paths ホームページ， <http://www.bestpaths-project.eu/>
- (12) PROMOTioN ホームページ， <https://www.promotion-offshore.net/>
- (13) NEDO 成果報告書， 洋上風力向け直流送電システムの基礎検討（実施者：東芝）， 9/2015

2. NEDO の関与の必要性・制度への適合性

2.1 NEDO が関与することの意義

未だ世界においても実用化されていない世界トップレベルの送電容量（±500kV、1GW）となる多端子洋上直流送電システムの実用化には、モデル解析を通じたシステム制御・保護方式の開発、システム全体のコスト低減に大きく貢献するケーブル接続技術や洋上プラットフォーム基礎、事故発生時に事故区間を遮断して設備を保護する直流遮断器などの新たな要素技術の開発が必要である。また、多端子洋上直流送電システムは、その規模により順次拡張しながら導入すると想定され、変換所や直流送電線等のシステム構築に複数のメーカーが参入し各メーカーがシステムの一部を分担してシステム全体を構築する可能性が高く、マルチベンダ化に向けた取組も必要となる。これらの開発にはシステム開発と要素技術開発が協調して推進することが重要であることから、当該分野を専門とする民間企業や大学・研究機関が集結し、知見やノウハウを融合して取り組み、かつ、マルチベンダ化に向けた標準仕様の検討には競合企業の参画が必要となる。さらに、本事業は再生可能エネルギーの持続的な導入推進のためには重要な位置づけであるが、民間のみで推進することは難しいことから国家主導での開発体制が必要である。

NEDO は、日本最大級の公的研究開発マネジメント機関として、エネルギー・地球環境問題の解決と産業競争力の強化に取り組み、経済産業行政の一翼を担っている。エネルギー使用合理化のための技術に関しては、民間の能力を活用して行うことにより、産業技術の向上及びその実用化の促進を図り、エネルギーの安定的・効率的な供給確保、経済・産業の発展に資することを目的として、様々な事業を推進している。

以上より、本事業においても NEDO が国プロとして課題解決に向けて事業をマネジメントすることが必要である。

2.2 実施の効果

国産エネルギーの確保と温室効果ガス削減の課題を解決していくためには、2030 年以降も持続的に再生可能エネルギーを導入していく必要がある。洋上風力のポテンシャルは、自然条件による開発不可条件（表 1-1）を考慮しても 1,380 百万 kW が推計されており、大規模に開発することで、これらの課題解決に大きく貢献する。一方、洋上風力発電の導入適地である北海道、東北、九州は電力大消費地より遠方であり、これまでの陸上風力と太陽光の導入により系統の空き容量不足が顕在化し導入が限定的となっていることから、本事業で開発する多端子洋上直流送電システムがこれらの課題を解決し、大規模洋上 WF の導入促進へ貢献できる。

2019 年 4 月に施行された「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」等、国内において洋上風力の実現を促進する政策が進められており、欧州を中心に洋上風力の新設の複数の計画がある。さらに、洋上風力だけでなく、陸上を含めて、直流送電の観点から広義の送電技術における波及効果も期待できる。また、本事業は直流送電技術に関するオールジャパンの体制で様々な研究者・技術者が課題解決に向けて取り組んでおり、長く停滞していた本技術の底上げ、および国際競争力の確保につながると共に、将来のこれらの分野を担う若手研究者・技術者の育成の促進にも貢献する。

2. 研究開発マネジメントについて

1. 事業の目標

本事業は、研究開発項目ごとの中間・最終目標を基本計画に以下の通り定めており、さらに詳細な開発目標については実施計画書に定めている。

研究開発項目Ⅰ. システム開発

【中間目標】

システム開発として多端子洋上直流送電システムの設計・調達・建設（EPC）と運転・保守（O&M）等を検討した結果を使い、また、多端子洋上直流送電システム向けに要素技術開発するコンポーネントの特性を使い、モデルケースの可能性検討を行い、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合 20%を得る。

【最終目標】

多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した1~3 ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。

研究開発項目Ⅱ. 要素技術開発

【中間目標】

多端子洋上直流送電システム向けに新たに必要となるコンポーネントのプロトタイプ設計と試作、性能試験を行い、モデルケースから要求される特性を得る。あわせて、既存の交流送電システムに対して、モデルケースのコスト削減割合 20%へ貢献する。

【最終目標】

要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上へ貢献する。

本事業の研究開発項目Ⅰ. システム開発の最終目標である「既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。」は、事前の調査及び有識者へのヒヤリングにより、技術的な観点から直流送電システムは既存の交流送電システムに対して、最大で 20%程度のコスト低減の可能性が示されたこと及び経営的な観点から新しいシステムを採用するには、最小で 20%程度のコストメリットが必要と示されたことから設定した。この目標を達成することで、多端子洋上直流送電システムのメリットが、技術面だけではなくコスト面でも具体的になり、洋上 WF 導入の案件形成時に多端子洋上直流送電システムを送電方式の候補とした具体的な検討（系統計画・設計、事業性評価）がなされるところと考えている。

また、研究開発項目Ⅱ. 要素技術開発についても、経済性のある多端子洋上直流送電システムのモデルケースの完成には、各要素技術開発のコスト削減効果が大きく寄与することから、技術開

発のみならず要素技術開発を導入することによるコスト削減効果を試算し、システム開発へフィードバックすることを念頭に置いた目標を設定している。

2. 事業の計画内容

2.1 研究開発の内容

2.1.1 事業全体

本事業で実用化を目指す多端子直流送電システムは複数の大規模洋上 WF の電力を送電するために大容量で高い信頼性が必要となる。例えば、短絡・地絡事故の発生や変換所が事故などで停止した際には、速やかに事故区間を切り離し、他の健全な変換所が協調して運転形態を切り替えて運転を継続し、健全区間を用いてシステム全体を停止させずに送電を継続することが求められる。このため、多端子直流送電システムの実用化に向けては、システムの制御・保護方式の確立、そして事故区間を安全に遮断するための直流遮断器の開発が必要となる（図 2-1）。また、多端子洋上直流送電システムは、その規模により順次拡張しながら導入すると想定され、変換所や直流送電線等のシステム構築に複数のメーカーが参入し各メーカーが、自励式交直変換器といったシステムの一部を分担してシステム全体を構築する可能性が高く、マルチベンダ化の実現に向けた取組が必要となる。さらに、高い信頼性ととも重要となるシステム全体の低コスト化には、ケーブル関連のコスト削減、建設の短工期化などを実現する新たな要素技術開発が必要となる。

本事業では多端子洋上直流送電システムの実現に必要なこれらの技術課題に対して、包括的に取り組むこととし、システム開発と要素技術開発の 2 つの研究開発項目を設定し、一体的に推進している。

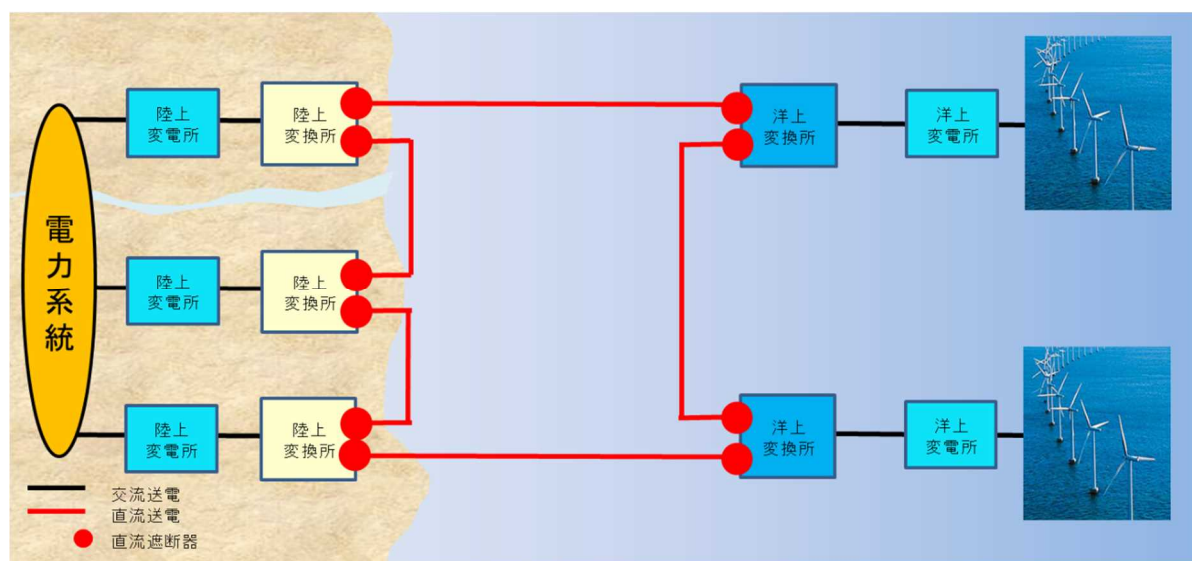


図 2-1 多端子洋上直流送電システムイメージ

2.1.2 研究開発項目

事業全体の開発内容は、先の「2.1.1 事業全体」にて述べた通りであるが、以下に研究開発項目について具体的に述べる。

(1) 研究開発項目 I. システム開発

システム開発では、日本海域の洋上風力適地へ大規模洋上 WF を複数地点導入することを仮定し、経済性を考慮した洋上 WF の集電系統と送電系統の計画・設計を行う。また、多端子直流送電システムの解析モデルを開発し、自励式直流送電システムの制御・保護方式の確立に向けたモデル解析を行う。さらに、マルチベンダ化に向けては、多端子直流送電システムの制御において特

に重要となる、自励式交直変換器の異メーカーでの相互連携を可能とする標準仕様書の検討を行う。なお、システム開発は、以下の3つの開発テーマに分けて推進している。

①国内への洋上 WF 導入における前提条件の整理

我が国の大規模洋上 WF 導入適地を検討する場合、風速分布だけではなく、様々な自然条件や社会条件、電気設備の設置状況などを考慮したポテンシャル分布から検討することが必要となる。本開発により風況に加えて、水深や落雷、海底地質などの自然条件、港湾、漁港、海上インフラなどの社会条件、法制度、海底ケーブルや変電所などの既設電気設備関連の情報を包括的に調査し、それらを考慮した洋上風力ポテンシャルを整理する。

②洋上集電系統/洋上送電系統の計画・設計

①で整理した洋上風力ポテンシャルをもとに、2~3 地点に大規模洋上 WF を設置することを想定し、洋上風力発電の効率的な集電方法の検討、接続可能な既存の陸上変電所の位置を考慮しつつコスト最小となる洋上変電所の数・位置、送電ルート、送電ロスなどを包括的に検討し、経済性のある集電系統/送電系統を計画・設計する。

③多端子直流送電システムの制御・保護方式の開発、設備の要求仕様の検討

本開発では、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含む多端子直流送電システムの解析モデルを開発し、様々なケーススタディを通じて自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様を検証するとともに、自励式変換器間での情報の取り合いや上位や下位の制御方法を整理し、異メーカー連系接続を可能とする標準仕様書を完成させる。さらに、我が国への導入を前提とした自励式変換器などの設備に要求される耐電圧、電流レベルなどの機器仕様をモデル解析により明らかにする。

(2) 研究開発項目Ⅱ. 要素技術開発

要素技術開発では、低コストで高信頼性を兼ね備えた多端子洋上直流送電システムを実現する上で必要となる直流遮断器、そして、従来の自励式直流送電システムよりコスト低減が見込めるケーブルジョイントや洋上 PF 基礎などを開発する。なお、要素技術開発は、以下の4つの開発テーマに分けて推進している。

④直流遮断器の開発

多端子直流送電システムでは、事故などが発生した後にシステムを停止せず運転を継続することが必要であり、系統電圧の低下拡大を防ぐために数 ms で事故区間を遮断可能な直流遮断器が必要となる。本開発では、低損失化と高速遮断を兼ね備えた、機械遮断部と半導体遮断部を組合せたハイブリッド直流遮断器を開発する。

⑤海底ケーブル関連技術開発

ケーブルの敷設や船上でのケーブル接続や防護管取付、洋上 WF の拡張時の集電ケーブルの洋上設備への接続などの工事を、従来の手作業が多く人員と工期のかかる工法から自動化、簡素化することにより工期短縮・コスト削減を実現することが出来る。また、従来までの最大潮流に合わせたケーブル設計ではなく、陸上や海中といった周囲温度や通電時のケーブルの温度変化を考慮した最適設計を行うことでケーブルコスト削減が可能となる。本開発では、海底ケーブル敷設・防護管取付けの自動化・高速化の開発、拡張時のケーブル接続を容易にするなどの特長をもつケーブルジョイントや接続工法、ダイナミックレイティング技術を用いたケーブル設計技術を開発する。

⑥洋上 PF 新形式基礎の基盤技術開発

我が国の海底地質に適し、短工期と低コスト化および撤去の容易さを兼ね備えた新型の洋上プラットフォーム（PF）基礎として有力なサクシオン工法について、模擬試験や構造解析などを通して洋上 PF 向けのサクシオン基礎の設計仕様を確立する。

⑦洋上 PF 小型化の検討

洋上 PF 上の設備を小型軽量化することは、建設コスト減、工期短縮など直接コスト削減に寄与する。そこで、次世代の技術として洋上設備の低コスト化への貢献が期待できる、高周波変圧器を用いた自励式変換モジュールの小型軽量化の基盤技術開発、洋上風力発電の直列接続方式の開発などを行う。

2.1.3 開発テーマ

◆研究開発項目 I. システム開発

(1) 国内への洋上 WF 導入における前提条件の整理（日立製作所）

本開発では、過年度に実施された類似事業の条件を整理すると共に、自然条件や社会条件などの洋上 WF 設置における絞り込み条件を設定し、洋上風力のポテンシャルの高い地域を整理する。

<具体的な実施内容>

既存風況データ等を基に洋上風力発電のポテンシャルが高い地域を抽出し、海底地質、船舶航路等の情報を加味した上で、直流送電線実証事業の実施に適した領域の選定及び洋上ウィンドファームの位置設定、ならびに本事業の成果の適用が期待される海域情報の整備を実施する。

①風況データ等の収集・整備

洋上風力のポテンシャルが高い海域を抽出する上で必要となる風況等の既存データを収集し、地理情報システム（GIS）解析用のデータとして整備する。

②絞り込み条件の設定

洋上風力のポテンシャルが高い地域を抽出するための絞り込み条件を設定する。使用する風況データは NEDO、経済産業省および環境省で整備されたものを比較検討した上で選定することとし、単機出力 5MW、7MW の風車を想定し地上高 100m の高度補正を行う。

③洋上風況マップの作成

設定した条件を基に洋上風況マップ（全国）を作成する。

④ウィンドファーム検討海域の抽出

上記②で抽出したポテンシャルが高い地域から、水深、離岸距離、変電所・港湾からの距離等を基に対象候補地域を抽出する。なお、ポテンシャルについては県別海域境界データを用いて集計を行う。

(2) 洋上集電系統/洋上送電系統の計画・設計（東京電力パワーグリッド、東京大学、住友電気工業）

本開発では、複数の大規模洋上 WF からの電力を効率的に集電し、需要地へ送電するための、経済性を考慮した我が国への導入ケースを具体的に検討することを目的としており、洋上 WF と陸上連系を効率的に結ぶ送電ルートを導く系統最適化手法の開発や、我が国の海域へ大規模洋上 WF を複数導入した場合の洋上集電系統や洋上送電系統の計画と設計を行う。

<具体的な実施内容>

①洋上集電系統の計画・設計（東京電力パワーグリッド、東京大学）

洋上集電系統の計画において、最も重要な要素は洋上 PF の設定である。洋上 PF の数を増やすと、洋上 PF から各風車までの平均距離が短くなり、洋上集電系統の計画は容易になる一方、500kV 直流系統の設備量、特に変換器の台数が多くなり、大幅なコストアップにつながる可能性がある。一般的には、洋上集電系統の系統セキュリティ上、問題ない範囲で、洋上 PF の数を限定することが合理的な設計となることから、本研究では、洋上集電系統の各種セキュリティ評価とコスト評価に基づき、最適な洋上集電系統を計画・設計する。さらに、洋上集電系統の電圧は、33kV 前後が選択されることが一般的であるが、洋上集電系統の電圧はセキュリティ評価の結果に影響を与えることから、コストや機器選定上の制約も考慮した上で、適切な電圧の選定についても検討する。電圧の選定以外にも、洋上集電系統のコストに影響を与える項目は、変圧器台数、遮断器数、ケーブル長、無効電力補償とその制御、送電損失など多岐にわたっており、これらに対する総合的な検討も行う。

想定された洋上 WF は、将来においてその規模が拡大される可能性がある。従って、集電系統の計画にあたっては、コスト面での合理性を失わない範囲で将来の拡張性も考慮するものとする。

②洋上送電系統の計画・設計（東京電力パワーグリッド、東京大学）

500kV 直流系統の計画において、まず重要な要素は、前項で設定した洋上 PF の位置と陸上の連系点である。陸上の連系点は、東京電力管内の系統をモデルとして簡略化を行った上で、適切な位置を検討する。想定する洋上 WF の規模を考えると、500kV 直流系統の事故時においては、陸上の基幹系統へ大きな影響を与える可能性が高いことから、コスト面での評価に加え、系統セキュリティ評価を行い、信頼度面からも問題のない 500kV 直流系統を設計する。なお、500kV 直流系統のコストに影響を与える項目は、洋上集電系統と同様に多岐にわたっている。特に、500kV 直流系統は、複数の陸上連系点がある場合、ウィンドファームの連系線としてだけでなく、陸上の基幹系統の一部として使うことも可能になることから、想定される用途に応じて、その便益についても評価できる可能性がある。欧州における DC スーパーグリッドの検討内容なども参考に、コストと便益の考え方について調査・整理した上で、500kV 直流系統のコストを評価する。

③系統最適化手法の開発（住友電気工業）

詳細な系統計画・設計に入る前に洋上 WF、連系点といった初期条件に対して、最適な送電ネットワークを導き出し、系統計画・設計の効率化、および初期段階における事業化判断にも有効に活用することを目的として、陸上変電所、洋上 WF の位置など、いくつかの初期条件に対して送電方式の選択も含めた送電ネットワークの接続方法を導き出す系統最適化手法の開発を行う。

(3) 多端子直流送電システムの制御保護方式の開発、設備の要求仕様の検討（東京電力ホールディングス、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所、電力中央研究所）

洋上風力と交流系統とを結ぶ多端子直流送電システムにおいて、異メーカーの自励式交直変換器の相互連系を可能にする自励式交直変換器の制御保護方式への要求仕様を、シミュレーション解析計算およびデジタル系統シミュレータ試験によって検証する。さらに、我が国への導入を前提とした設備に要求される耐電圧、電流レベルなどの仕様を明らかにする。

<具体的な実施内容>

①自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様の作成（東京電力ホールディングス、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所）

まず、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含む電力系統について、自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様を作成する。

(a) 自励式交直変換器の制御保護方式の要求仕様を検討するにあたり、自励式交直変換器の主回路および制御・保護系、風力発電模擬の変動電源、直流ケーブル、想定される交流系統等のシミュレーション解析モデルを構築する。

(b) 上記で構築したシミュレーション解析モデルを対象として、異社間接続が可能な洋上多端子直流送電の開発・検証という目的を念頭に置き、定常運転状態、上位制御（共通制御）機能、起動停止、事故保護、端子脱落復帰等を検討項目として、要求仕様を「多端子標準仕様書案」としてまとめる。また、多端子直流送電システムに対する変換器間での情報の取り合いや上位や下位の制御方法を整理する。

(c) また、風力発電の出力変動による交流系統への影響（周波数変動等）についてもシミュレーション解析計算で検証する。

(d) (a)～(b)で机上検討した「多端子標準仕様書案」について、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含む以下のデジタル系統シミュレータ試験での検証を通じて、自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様を検討する。

(i) 自励式交直変換器の主回路および制御・保護系を除いた、風力発電模擬の変動電源、直流ケーブル、想定される交流系統のデジタルモデルを構築する。

(ii) 異メーカーの主回路方式および制御・保護方式の相違が反映された自励式交直変換器のデジタルモデルを構築し、先行して構築した他のデジタルモデルと組み合わせる。異メーカー製の自励式交直変換器が組み合わせられた場合の共通制御・保護方式の仕様について、デジタル系統シミュレータ試験により検証する。

(iii) 交流系統または直流ケーブルでの事故時の自励式交直変換器の応動をデジタル系統シミュレータ試験により検証する。風力発電の出力変動による交流系統への影響（周波数変動等）についてもデジタル系統シミュレータ試験により検証する。

以上のとおり、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含むシミュレーション解析計算およびデジタル系統シミュレータ試験を完了させることにより、研究成果として自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様が詳細に明らかとなる。

②異メーカーの自励式交直変換器の相互連系を可能にする標準仕様の検証（東京電力ホールディングス、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所）

多端子直流送電システムは、端子を構成する交直変換所や直流送電線等のシステム構築に、複数のメーカーが参入し各メーカーがシステムの一部を分担してシステム全体を構築する可能性が高い。複数のメーカーで多端子直流送電システムを構築する場合は、システムの発注者や運用者の要望・仕様を複数メーカーで共有した上で連携し、システムを設計、製作しなければならない、システム構築に多大な時間を必要とする。

この課題を解決するために上記で作成した「多端子標準仕様書案」の検証を行う。標準仕様検証のため、以下の項目を実施する。

(a) 1 端子変換器モデルの構築

瞬時値解析プログラム（PSCAD/EMTDC）で、1 メーカーでの 2 端子直流送電システムモデルを構築し、意図した動作であることを確認する。その後、1 端子の変換器と、この変換器につながる交流系統と直流回路、制御回路、保護回路、起動停止シーケンスを切り出した 1 端子変換器モデルを構築する（図 2-3）。

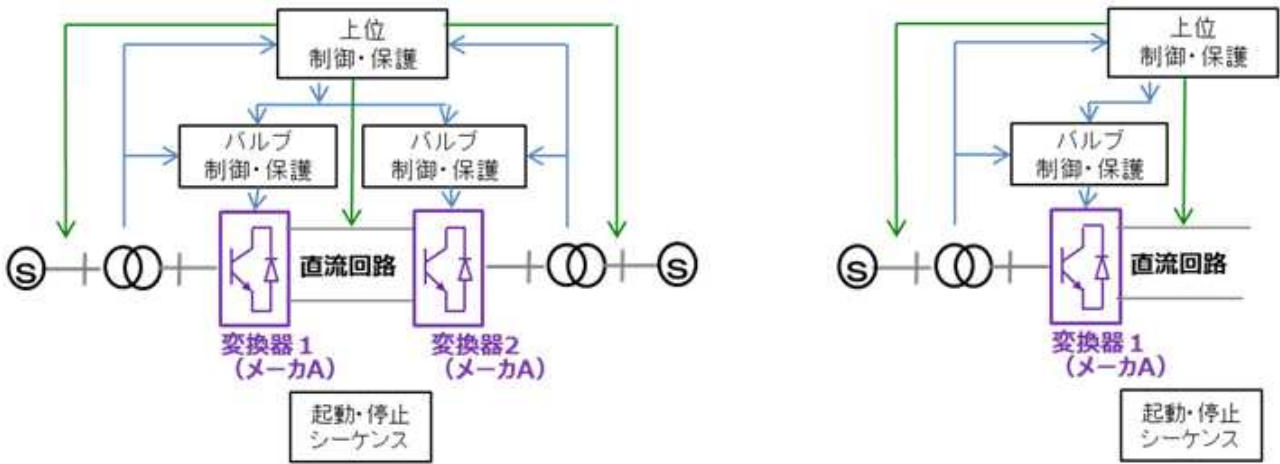


図 2-3 2 端子直流送電システムの解析モデルから 1 端子変換器モデルの作成イメージ

(b) 異メーカー 2 端子直流送電システムモデルの起動・停止シーケンスと上位制御・保護システムの開発

異メーカーの 1 端子変換器モデルを結合した異メーカー 2 端子モデルにて動作を確認する。必要に応じて性能改善を図ることで、異メーカー 2 端子直流送電モデルの起動・停止シーケンスと上位制御・保護システムを開発する。

(c) 異メーカー多端子直流送電システムの保護協調の検討

前記異メーカー 2 端子直流送電モデルを、3 端子以上の多端子直流送電モデルに拡張し、各端子の起動・停止シーケンスと上位制御・保護システムの応答を確認し、必要に応じて起動・停止シーケンスと上位制御・保護システムを改善する。また上位制御・保護システムに直流遮断器を組み込み、変換器の保護システムとの保護協調を解析検討する。

検証は、まず、標準仕様の検証に必要な範囲での変換器および系統に合わせ、MMC (Modular Multilevel Converter) 変換器リアルタイムシミュレータの仕様を検討する。次に、リアルタイムシミュレータに実装する回路モデル、制御アルゴリズムを開発し、最後に標準仕様に準じた検証を行う。

③設備の要求仕様の検討（電力中央研究所）

500 kV 多端子直流送電システムの設備に要求される仕様（耐電圧レベルや避雷器のエネルギー処理責務など）を明らかとするため、電力系統瞬時値解析プログラム XTAP を用いて想定する各種過電圧および異常現象の解析を行う。

◆研究開発項目Ⅱ. 要素技術開発

(4) 直流遮断器の開発（東芝エネルギーシステムズ）

本開発では、洋上風力向けに適用する多端子直流送電システムにおいて必要と考えられる直流遮断器の設計仕様を明らかにする。また、本開発で提案するハイブリッド方式の原理検証器（半導体遮断部と機械遮断部で構成）を製作し検証するとともに、機械遮断部および半導体遮断部モジュールのスケールモデルの製作を行う。

<具体的な実施内容>

①半導体遮断部

ハイブリッド直流遮断器の半導体部においては、電流遮断の初期段階で機械遮断部に電流ゼロ点を生成する転流回路部と、最終段階で避雷器に電流を転流する半導体部遮断部が必要である。転流回路部は適切なタイミングで動作させるためのアルゴリズムの開発、半導体遮断部は構成される自励式半導体素子の遮断性能の向上を目的とし、(a)、(b)の開発を行う。

(a) 目標性能のハイブリッド方式の直流遮断器を実現可能な半導体遮断器部の開発

(b) 機械接点の電流を転流して機械接点に電流ゼロ点を生成する転流回路部の開発

②機械遮断部

ハイブリッド直流遮断器の機械遮断部（遮断部と断路部で構成）においては、数msで動作する操作機構とそれに対応した遮断技術および絶縁技術が必要となる。さらに、直流遮断器の試験方法が確立されていないため、以下の(a)～(d)の開発を行う。

(a) 真空バルブの遮断技術

(b) 直流絶縁技術

(c) 接点部の高速駆動技術

(d) 直流遮断器のスケールモデル製作と試験法開発

(5) 海底ケーブル関連技術開発（住友電気工業、古河電気工業）

従来までの海底ケーブルを用いた送電システムを構築する場合、ケーブルの送電容量はケーブルの許容温度によって決まることから、全長に渡って温度環境のもっとも厳しい環境となる部分において十分送電可能となる導体断面積の選定がされている。これを周囲環境温度に合わせたケーブル断面積を選定し、かつ、ケーブル温度の全長に渡る温度分布をダイナミックに測定し、ケーブルの温度状況に応じた潮流制御を行うダイナミックレイティング（DR）を適用することで、ケーブル設計の最適化を行う事ができるのでケーブルコストの削減に寄与する。本テーマでは、異径のケーブルを接続可能な接続技術の開発と、変動電源である洋上WFの送電システムへDR技術を適用した場合のシステム開発を行うとともに、DRシステムの導入を前提とした最適なケーブル設計手法を開発する。

さらに、海底ケーブル敷設に係る工期短縮とコスト削減を実現する新たな工法を開発することを目的として、ケーブル敷設については、従来の1条ずつの敷設に対して複数条同時の敷設を可能とする工法の検討、および敷設船の設備モデルなどを開発する。また、従来のダイバーの手作業による防護管取付けについても、防護管を自動搬送、取付けする船上設備の検討とそれに対応した防護管の開発を行う。また、多端子直流送電システムと大規模洋上WFは、いくつかのフェーズを経て拡張しながら拡大していくものと想定され、その際、洋上WFを洋上PFへ接続する際の接続コスト低減を実現する新たな工法として、集電したケーブルの接続を容易にし、異メーカーのケーブルの接続を可能とする分岐ジョイントの開発を行う。

<具体的な実施内容>

①異径接続部の開発（古河電気工業）

ケーブルシステムは、熱的な制約を受けやすい部分と制約を受けにくい海中部の導体サイズを変えた場合に必要となる、径の異なるケーブルを接続して一連長にするための、異径ケーブルの接続技術の設計を行う。また、ダイナミックレイティングと合わせ、ケーブル設置部位ごとに全体最適化されたダウンサイジングによるコストダウン効果の可能性を検討する。

また、要素技術としては、海底ケーブルの工場接続技術であり、同径では無く異径の場合の接続技術が必要となる。三芯交流海底ケーブルにおいて 300mm^2 – 400mm^2 といった小サイズ導体の異径接続実績は保有しているものの、大サイズ分割導体の単心ケーブルは実績が無い。従って、分割導体接続や補強絶縁設計といった異径ケーブル接続のための要素技術確立を行うとともに、開発した要素技術を用いて、直流 500kV ケーブルの異径接続部の試作を行い、初期性能評価および検証、長期信頼性試験を開始し長期性能評価を行う。

②DR システム技術を用いたケーブル設計技術の開発（古河電気工業）

送電ケーブルの時々刻々の電流容量を決定する DR システムについて検討する。ケーブルの電流容量は許容される導体の最大温度で決定される。電流、ケーブルの構成要素の寸法、熱的特性、ケーブル周囲の熱的環境を考慮し、時々刻々の電流容量を送電元にフィードバックするシステムの構築を検討する。

本システム設計はシステム要素の各部の仕様決定を行うと共に、対象とする布設環境（地上埋設部、洋上プラットフォームへの引き揚げ部など）を分類分けし熱的に最も弱いと考えられる環境に対して、許容電流を算定する方法を開発する。その為にはケーブルや周囲環境の温度計測、その他環境計測が重要であり、直流ケーブルに適した計測方法を開発する。また、模擬ケーブルを作成し温度・環境計測の問題点を洗い出し、計測誤差の最適化を行う。以上の技術を実スケールの海底ケーブルに適用した際の導体温度推定モデルの構築及び許容電流推定モデルの構築を行う。洋上風力の特徴であるランダムな発電量と許容電流の比較から送電効率を最適化するようにケーブル構造を決定する。

上記検討を踏まえて、実スケール実験を行う。実スケール実験では、設計した実スケールの直流ケーブルを実際に試作する。上記ダイナミックレイティングシステム設計で得られた布設環境を模擬し電流通電と温度計測を行う。ここで得られたデータと上記ダイナミックレイティングシステム設計での設計値とを比較しシステムの有効性を評価する。

③洋上風力に最適化された工事工法の開発（住友電気工業）

(a) 洋上ウィンドファーム集電系統構築における最適な工法開発

風車タワー建設作業の効率化を目的とし、ケーブルジョイントを風車基礎部に設置するあるいは、基礎部にケーブル収納機構をもたせるなどし、基礎上にケーブル余尺を仮置きしない工法や、風車基礎部の設計と一体で、波浪からのケーブル防護を兼ねた風車へのケーブル立上げ工法等について検討する。必要な場合には実際のジョイントを試作し、施工作業性の検討及び実用性確認のための実証試験を実施する。さらに、ケーブルの荷捌き方法や各種船舶の最適な運用方法といった工法／設備の最適化検討を実施する。

(b) 500kV 直流海底ケーブルの最適な敷設工法、設備の開発

高効率で信頼性の高い 500kV 直流海底ケーブル敷設工事を実現する工法／設備モデルの検討、ならびにその効果検証のための実験を実施する。また、本実験で使用する直流ケーブルの設計、試作を実施する。

④ 拡張性を考慮したケーブル接続部の要素技術開発（住友電気工業）

要素技術として、接続部の基本構造を同一とした中間ジョイントを設計、試作し、その実用性評価を実施する。実用化においては、Y 分岐のジョイントとなるが本開発においては、同等の構造である 500kV 級に対応可能なプレハブジョイントを試作し、基本性能を評価する。

(6) 洋上プラットフォーム新形式基礎の基盤技術開発（大林組）

洋上風力発電の導入が盛んな欧州では、洋上 PF の基礎形式はモノパイルやジャケット、重力式が一般的であるが、我が国特有の急峻な海底地形、地質および地震や海流などの条件に適し、かつ、従来よりも施工が容易な基礎を開発することで工期短縮とコスト削減に寄与することが出来る。本開発では、我が国の海象地象に適した洋上 PF 向けの新たな基礎形式を開発することを目的として、我が国の海底地質、地形などの自然環境を調査し、そのうえで、最適となる基礎形式の検討、および模型を用いた性能評価を行う。得られた結果をもとに、新基礎形式の設計、施工法の検討を行い、国内導入に有効となる基礎形式に要求される仕様を策定する。

<具体的な実施内容>

① 海外事例調査と既往及び新形式基礎の検討

洋上架台・基礎形式としては、既往形式であるモノパイル、ジャケット、重力式基礎や新形式基礎であるスカート・サクシオン基礎などが考えられる。まず海外事例の収集を行って、それぞれの基礎形式の基数、規模、設置海域条件などを整理し、既往および新形式基礎の適用条件を検討する。

② 日本沿岸域の特性調査及び基礎形式の比較

日本は有数の地震国であるため、架台・基礎の設計においては、地震の影響が重要な設計条件となる。日本沿岸域での適用検討に必要な日本の海象条件および地象条件について調査し、日本での海象地象条件での各種架台・基礎形式の適用性を比較する。

③ 新形式基礎の性能照査

架台・基礎形式のうち最も新しい形式であり、洋上風力発電の基礎としても注目されているサクシオン基礎を活用した新形式基礎について水平抵抗性能の把握を行う。洋上架台から荷重が作用した際の新形式基礎の挙動解明および設計法提案を目的に、基礎と上部架台をモデル化した試験体を用いた性能照査実験を実施する。

④ 新形式基礎の設計・施工法の検討

海外での研究事例および③で実施した模型実験をもとに、新形式基礎の設計法の提案を行うとともに施工法の検討を行う。

⑤ 新基礎形式の抽出

②で調査した日本での海象地象条件に基づき、国内での適用地域を想定した新形式基礎を用いた洋上架台・基礎の概略設計を行って、国内導入に有効となる基礎形式に要求される仕様を策定する。（図 2-4）

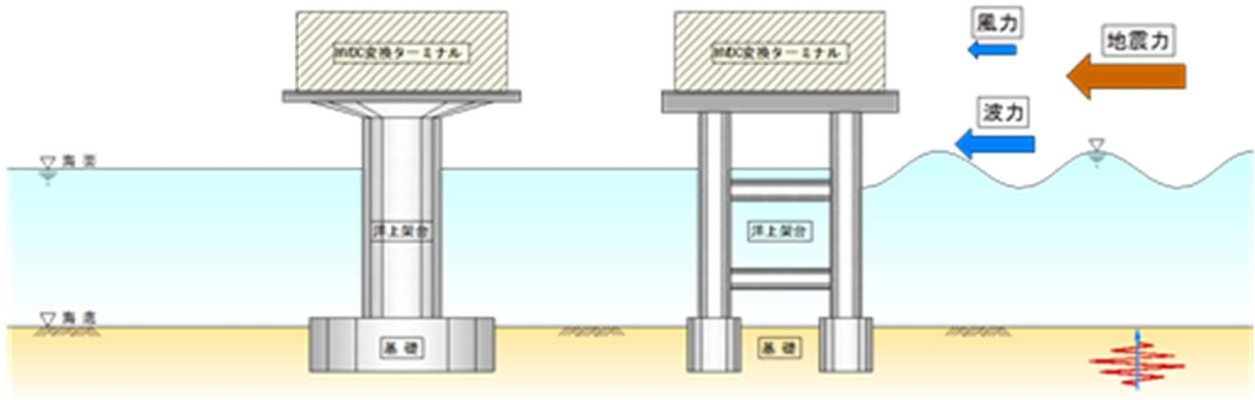


図 2-4 新形式基礎を用いた洋上架台・基礎例

(7) 洋上 PF 小型化の検討

本開発では、将来に向けた技術開発として、中小規模の洋上 WF 向けおよび洋上 PF の小型化に有効となるコンポーネントの基礎技術開発を目的として以下を実施する。

①洋上風力発電の直列接続方式の開発（東京電機大学）

中小規模の洋上 WF を従来の並列接続して洋上 PF で集電する方式ではなく、洋上風車を一筆書きに直列に接続して集電することで洋上 PF が不要となる洋上風車の直列接続方式の基礎技術開発を行う。具体的には、風力発電機を模擬した直列接続方式の模擬試験装置を開発して実験を行う（図 2-5）。まず、基礎的な実験として風力タービンが一定風速で駆動されているときに、システム出力にインピーダンス一定の負荷装置が接続されている場合を対象に、風車の出力に対するインバータの出力特性などを検証する。次に、風車の出力の変動性を考慮した入力に対する出力特性を検証し、風力発電システムの出力を系統に接続して、負荷装置が接続された場合と同様な実験的検討を行う。以上の実験結果を用いて、直列接続風力発電システムの解析モデルによるシミュレーション結果を評価することより、モデルの妥当性を確認するとともに、より高精度なシミュレーションモデルを開発し、様々なケーススタディを実施することで、システム各部のパラメータの動作特性に及ぼす影響などを明らかにする。

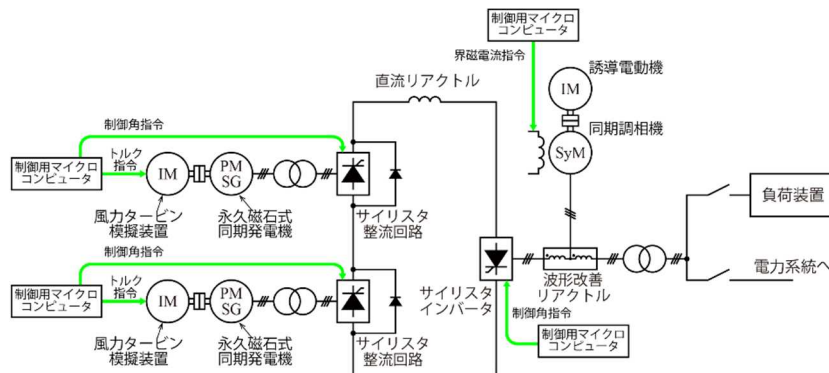


図 2-5 永久磁石式同期発電機を用いた直列接続風力発電模擬システム

②高周波変圧器を適用した交直変換設備の小型化の検討（大阪工業大学、日立製作所）

従来の変圧器と比較して、大幅に体積と重量が削減可能な高周波変圧器の開発、及びそれを電力変換設備に組み込み、制御方式や冷却系の小型最適化を含む、電力変換設備の小型化に向けた技術開発を行う。具体的には、以下の開発を実施する。

<具体的な実施内容>

(a) 高周波変圧器を用いた電力変換システムの基盤技術開発（大阪工業大学）

モジュラーマルチレベル変換器(MMC)およびイミタンス変換リンク付き変換器技術と高周波変圧器を含む Solid State Transformer (SSTR)の技術の高周波運転のシミュレーションを行い、制御性・回路構成・パラメータの最適化に必要なデータを取得する。シミュレーション結果に基づき、制御性・回路構成・パラメータの最適化を行い、数kVAの小容量変換システムを設計し、性能試験を行う。50/60Hzでの性能試験も併せて実施し、小型軽量化に対する比較検討を行う。さらに、通常時および系統事故時のいくつかのシナリオを想定して、構築したイミタンス変換リンク付きモジュラーマルチレベル変換器(MMC)シミュレーション用モデルを構築し検証を行う。高周波変圧器、MMCおよびイミタンス変換リンク付き変換器の検討結果を反映させた改良モデルを作成し、リアルタイムシミュレータ・モデルの設計手法を確立する。

また、電磁界解析ソフトおよび熱流体解析ソフトによるシミュレーションを行い、変換器冷却系のモデリング手法と逆解析法を用いた設計に必要なデータを取得し、新たな知見の元で変換器冷却系を設計し、性能試験を行う。従来の冷却系の性能試験も併せて実施し、小型軽量化に対する比較検討を行う。

(b) 高周波変圧器の開発（日立製作所）

集電昇圧機構の小型化が期待できる高周波変圧器について、5KVAの小規模試作器による通常巻と漏れ磁束を低減する一層毎交互巻構造の比較検証をする。また、500KVA試作器を作成し評価することで実規模での巻線構造の違いによる評価と開発課題を抽出する。

③変換器用ガス絶縁変圧器の適用検討（東芝エネルギーシステムズ）

直流系統へ接続するガス絶縁変圧器を洋上設備へ適用することによる、事故発生時の絶縁油漏えい事故対策の簡略化による洋上PF小型化の可能性を考慮し、従来の油絶縁変圧器とガス絶縁変圧器に対して電界解析を実施し、以下の開発を通して適用可能性について評価する。

<具体的な実施内容>

(a) 洋上風力向け直流送電システムに必要な変換器用変圧器のガス絶縁化の基礎検討、変換器用変圧器のガス絶縁化による寸法および重量を評価する。

(b) 洋上風力向け直流送電システムにおいて、ガス絶縁変換器用変圧器の導入によるメリットを整理する。

(c) 変換器用変圧器に求められる仕様を検討し、仕様に対してガス絶縁化に向けた絶縁性能・冷却性能を評価する。さらに、変換器用変圧器の寸法・重量の諸元を算出する。

2.1.4 システム開発と要素技術開発の関連性

「2.1.2 研究開発項目」「2.1.3 開発テーマ」において2つの研究開発項目と7つの開発テーマの開発内容について具体的に述べた。ここではさらに、事業目標である「既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。」を達成するための開発フローについて述べる（図 2-2）。

モデルケースの検討にあたり、実際に国内の海域に大規模洋上 WF を 2~3 地点設置した場合を想定して洋上 WF の集電方式、および送電システムの計画・設計を行う。具体的な洋上 WF の設置位置は、「洋上ポテンシャルの整備結果」を考慮して行う。系統設計は「交流送電」と「自励式直流送電」の2つの送電方式について行い、得られたモデルに対してそれぞれ経済性を評価し、結果を比較検証する。この時、「交流送電」は豊富な知見と経験に基づき評価に必要なコスト情報、送変電損失などは比較的容易に試算できる。一方、「自励式直流送電」は国内の導入事例が無いため、まず、欧州の2端子の自励式直流送電システムに関する複数の文献を参考にして導入コストを試算し、これをベースケースとする。そのうえで、我が国の自然条件（特に水深）によるコスト増分、および要素技術開発にて得られるコスト情報（洋上 PF 基礎、直流遮断器、海底ケーブルなどの導入コストおよび従来技術に対するコスト削減効果）をベースケースに適用した経済性評価を行い、最終的に事業目標を達成したモデルケースの完成を目指す。また、系統設計からの経済性評価において、コスト削減目標の達成が困難である場合、課題を整理したうえで、必要に応じて要素技術開発に対する要求仕様の一つとしてコスト削減情報をフィードバックし、要素技術開発ではこれを踏まえた機器仕様を検討する。

多端子直流送電システムの解析モデルには、直流遮断器の運転シーケンスやケーブル定数などのパラメータを含むが、これらは要素技術開発で得られた結果を用いる。なお、開発した解析モデルを用いて、モデルケースの電力品質を評価して妥当性を確認する。

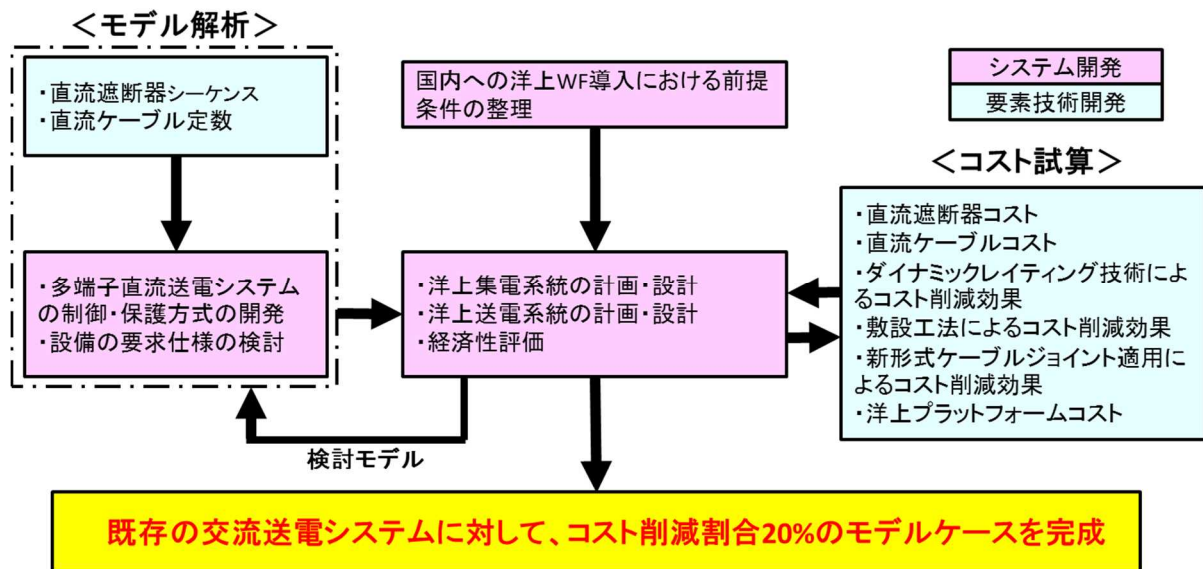


図 2-2 目標達成までの開発フローイメージ

2.1.5 事業の全体計画と予算

2017年度の間接評価で優良（すべての項目が1.0以上、かつ、成果と実用化の見通しの項目を合わせて4.0以上）の結果を得たことから、2年間延長した。「2.1.4 システム開発と要素技術開発の関連性」において、システム開発と要素技術開発の関係性について述べたが、ここでは各研究開発項目の主な実施内容について述べる（表 2-1）。

システム開発では、4年目までに洋上風車の集電システムの計画と設計、複数の洋上WFの送電システムの計画と設計と経済性評価を行った。ここで、多端子洋上直流送電システムの経済性評価については要素技術開発からフィードバックされるコスト削減効果を盛り込んだ。また、多端子洋上直流送電システムの制御・保護方式および異メーカー連系を可能とする自励式変換器の標準仕様を検討した。4年目以降は、要素技術開発からフィードバックされる信頼性試験結果などの情報を盛り込み、設備稼働率も考慮した経済性評価を行うことで事業目標である経済性のあるモデルケースを完成した。また、モデル解析や系統計画・設計などのシステム開発を通して機器仕様を検討し、結果は要素技術開発へフィードバックして設計仕様へ反映した。要素技術開発では、最初の3年で直流遮断器以外の要素技術開発の試作・評価試験を完了し、4年目以降は長期信頼性試験や設計仕様を検討した。これまで述べたように、システム開発と要素技術開発は互いに協調して事業目標の達成に向けて一体的に推進した。

なお、直流遮断器については、早期実用化を目指して規模の大きいスケールモデルを製作し、各種検証を行うことが望ましいことから、NEDOの開発促進財源（加速予算）を用いて3.09億円を増額した。これにより、実機に近い40kVスケールモデルを製作し、シミュレーションでは確認できないメカニカルな高速動作やハイブリッド直流遮断器としての大電流遮断の評価を行い、早期実用化の目処を立てることができた。

表 2-1 事業全体の計画概要と事業予算

項目	FY2015 (H27年度)	FY2016 (H28年度)	FY2017 (H29年度)	FY2018 (H30年度)	FY2019 (H31年度)
I. システム開発	多端子直流送電システムのシミュレーションモデルの開発		ケーススタディ、標準仕様の検討 自動式変換器の異社間連携技術の確立		
	洋上WFのポテンシャル整理等	系統計画・設計、モデルケースの検討、電力品質の評価			
		特性・コスト		要求仕様	
II. 要素技術開発 直流遮断器	遮断原理検証器の開発	遮断原理検証試験	機械遮断部 試作、遮断性能試験・改修 半導体遮断部 (機械遮断部、半導体遮断部個別実施) 試作機設計 コスト・外形試算		スケールモデルハイブリッド遮断器製作と遮断試験
II. 要素技術開発 送電ケーブル関連技術開発	異径ケーブルジョイントの試作、試験 ダイナミックレイティング試験環境構築、試験、アルゴリズム開発		長期信頼性試験、設計仕様の検討		
	敷設工法に係る模擬モデルを製作しての評価 ケーブル試作、引張り試験、防護管の試作・評価				
II. 要素技術開発 洋上PF新形式基礎の基礎技術開発	基礎形式選定、模擬試験、構造解析			基礎設置工法の検討 PF据付工法の検討	
II. 要素技術開発 洋上PF小型化の検討	模擬試験装置の開発、試験・評価 シミュレーションモデルの構築				設計仕様の検討
予 算(百万円)	1,041	1,482	949	813	413

2.2 研究開発の実施体制

本事業で実用化を目指す多端子洋上直流送電システムは、システム開発と要素技術開発が協調して推進していくことが必要であるため、専門的で深い知識と経験を持つ企業（パワエレ、ケーブル、建設など）や大学などの研究機関（系統工学、パワエレ、洋上風力など）、およびマルチベンダ化に向けた競合企業の参画が必要となる。以上のことを踏まえて、NEDO は公募により、複数の企業、大学等の研究機関から研究開発実施者を選定し、2015 年度（平成 27 年度）より委託事業として実施している。

なお、我が国の系統計画・設計は電力会社が担っていることから、多端子洋上直流送電システムのユーザも電力会社を想定しており、ユーザ目線での開発を重視するために東京電力ホールディングス及びパワーグリッドを代表機関とした実施体制としている（図 2-6）。

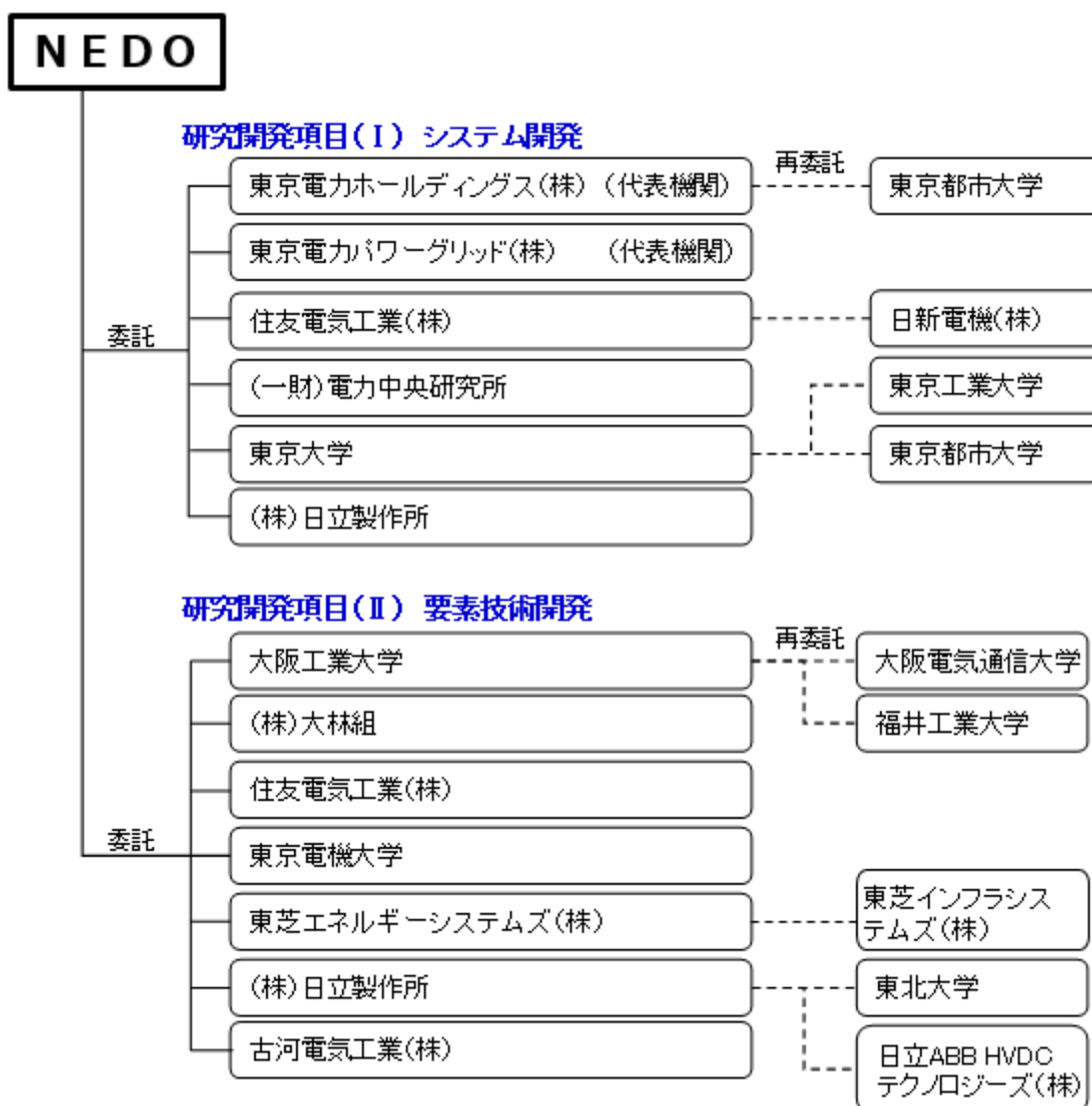


図 2-6 本事業の実施体制

2.3 研究開発の運営管理

NEDO は、本研究開発の目的及び目標に照らして適切な運営管理を実施している。具体的には、実施者と協議して統合推進委員会、システム開発ワーキンググループ (WG)、要素技術開発 WG を設置し、統合推進委員長、および WG の研究統括を選定し、運営している。ここでは、進捗の確認のみならず外部有識者からの技術的指導を頂く場として活用するとともに、今後の事業の方向性について周知する場としている。また、統合推進委員長、研究統括、関係者を交えた代表者会議を実施し、事業者間の連携や開発計画の変更に関する事項について迅速な意思決定を行い、その決定事項は必要に応じて統合推進委員会や WG にて周知するなど、きめ細やかなマネジメントを実施している。以降に具体的な取り組みを述べる。

2.3.1 統合推進委員会

事業全体の実施者間での進捗および事業の方向性の確認、NEDO からの事業方針に関する周知、実施者間および NEDO との活発な議論の場とすることを目的として設置した。委員長には電力システムおよび直流送電技術に精通し、送変電に関する世界的な技術課題を討議する CIGRE の国内委員会 JNC の委員長である東京大学の横山教授を選任し、技術的な視点で成果に対する今後の開発

の方向性や課題解決に向けた今後の取り組みなどについて包括的に指導頂いている（表 2-3）。さらに、外部有識者として、電力系統とパワエレ技術を専門とする福井大学の田岡教授、徳島大学の北條教授、パワエレ技術および風力発電を専門とする大阪大学の舟木教授を選任し、それぞれの視点で技術指導を頂いている。

統合推進委員会は原則として年 2 回（6 月、3 月）行い、全期間で 10 回実施した。統合推進員会では全ての委託先が出席し、システム開発と要素技術開発の進捗を共有すると共に、各研究開発項目での協調が必要となるシミュレーションの前提条件や試験結果、コスト削減効果などについてその妥当性や課題解決に向けた今後の計画などについて、委員長、外部有識者の指導を頂きつつ活発な議論を行った。NEDO は、事業方針の変更に関する周知、事業全体の方向性の把握と事業目標に沿った開発の方向性を合わせるための指導を実施者に対して行った。

2.3.2 直流送電システム WG、直流送電システム要素技術開発 WG

各研究開発項目で取り組む実施者間での進捗や成果・課題の共有、および NEDO からの事業方針の変更に関する周知、今後の開発の方向性を確認することを目的として設置した。

直流送電システムシステム WG（システム WG）では、異なるメーカーのモデルを統合した解析や具体的な海域でのモデルケースの検討などを行う。WG の研究統括としては、中立な立場でシステム全体を包括的に指導頂くため、系統工学やパワエレ技術などの専門分野の深い知見を持つ東京大学 馬場准教授を選任した（表 2-3）。直流送電システム要素技術開発 WG においては、ユーザ目線での要素技術開発の仕様や方向性に関する指導が必要であることから、東京電力パワーグリッドの萩元氏を研究統括に選任した（表 2-3）。

各 WG は年 3～4 回実施し、全期間で計 38 回実施した。各 WG では、研究統括が中心となって、進捗状況、課題解決策、今後の開発の方向性を確認し、研究統括より技術的指導を頂いている。NEDO は事業全体の方向性を把握したうえで、各開発テーマの実実施計画をきめ細やかに調整し、「システム開発」と「要素技術開発」が円滑に遅滞なく協調して推進出来るようマネジメントしている。また、中間評価後に「あまり公開されていないが、中国で HVDC の開発が進んでいるようだ」との情報をキャッチし、NEDO の北京事務所及びワシントン事務所を通じての情報収集を行い、両 WG において NEDO から情報提供を実施した。

表 2-3 主要な研究者

氏名	所属・役職	主な役割
横山 明彦	東京大学 教授	統合推進委員長 事業全体の技術開発面での包括的な指導
馬場 旬平	東京大学 准教授	システム開発研究統括 システム開発の進捗管理、技術面の指導
萩元 信彦	東京電力パワーグリッド 担当部長	要素技術開発研究統括 要素技術開発の進捗管理、実用化・技術面の指導

2.3.3 個別のマネジメント

外部情勢の変化に対応した開発計画・方針の変更の必要性が発生した場合や、毎年度始めに提出を求める発注時期や試験開始時期を含む予算執行計画の進捗状況を確認していく中で、事業全体の開発計画に対して影響が出るような開発の遅れや課題などが発生した場合には、NEDO は委員

長、研究統括、必要に応じて関係実施者も参加した代表者会議を実施し、事業全体への影響を考慮しつつ速やかな意思決定を行った。また、代表者会議での決定事項は統合推進委員会や各WGで全実施者に向けて周知するとともに、必要に応じて個別実施者との打合せにより周知徹底を図るなど、円滑な事業推進に努めた。なお、実施者からの試験内容の変更といった計画変更の申し出についても、必要に応じて研究統括を交えた検討会を速やかに開催して議論し、NEDOは事業全体の方向性と研究統括の意見を踏まえて総合的に意思決定した。このように、NEDOは中立的な立場から、速やかな意思決定を行うとともに、委員会やWGなどにより事業全体の方向性を把握しつつ円滑な事業推進に向けた取組を行った（表2-4）。また、多端子直流送電システムは、海外でも実用化に向けた取組がされており、海外の動向（論文、海外プロジェクト資料など）や現地調査で得られた情報などは、実施者間で速やかに共有することが技術開発を戦略的に進めるためには重要となる。従って、本事業では技術開発の効率化、実施者間の連携強化を目的としてグループウェアを導入し、情報共有、スケジュール管理などに活用している。

表2-4 NEDOの個別のマネジメント実績

項目	実施回数	主な内容
統合推進新委員会	10回	事業方針の周知、事業全体の方向性確認
各WG	38回	事業方針の周知、事業全体の方向性確認

2.4 研究開発成果の実用化・事業化に向けたマネジメントの妥当性

2.4.1 プロジェクト運営マネジメント

「2.3 研究開発の運営管理」で述べた通り、NEDOは統合推進委員会、各WG、などを活用し、迅速なマネジメントにつながる取り組みを実施している。また、事業方針や実施者からの計画変更の申請などに対しては代表者会議や検討会を開催し、事業全体へ及ぼす効果を的確に判断して効率的で手戻りのない意思決定を行ってきた。さらに、参画する実施者が多いことから、委員会やWGに留まらず、個別実施者と打合せを積極的に実施し、正確な状況の把握と変更事項の確実な周知を徹底している。

2.4.2 知的財産・標準化に係るマネジメント

知財は、事業実施後の実用化に向けた出口戦略を構築・実現するに当たり鍵を握ると共に、戦略的な取組を関係者の合意の下で進める必要があり、その実現に向けた的確なマネジメントの実施が不可欠であり、国全体のイノベーションシステムを俯瞰した、プロジェクトの結果として生み出された成果のうち未利用であるものについて、活用を希望するユーザとのマッチングを積極的に行う事により、その有効活用を図ることを重要視している。これらの考え方から、NEDOはプロジェクトを支える効果的な知財マネジメントの実施と未利用成果等の有効活用への取り組みを強力に推進することを目的として「NEDOプロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」（以下、「NEDO知財方針」）を定めている。本事業では、「NEDO知財方針」に基づき、再委託先を含む全実施者間において、「次世代洋上直流送電システム開発事業に係る知財合意書」（以下「知財合意書」）を取り交わし、出願による権利化、特許を受ける権利の帰属、知的財産権の実施許

諸などについて規定している。さらに、知財運営委員会を立ち上げ、知財合意書の規定に基づき、知財運営委員会の構成、運営等に関し必要な事項を定めている。具体的には、東京大学 馬場准教授（直流送電システム開発 WG 研究統括）を知財運営委員会の委員長として選任し、審議案件ごとに、その内容に応じて、プロジェクト参加者に属する者から知財運営委員会の委員を2名以上指定し知財運営委員会を立ち上げて審議を行っている（表 2-8）。これまでに、特許申請に対して6回の知財運営委員会を実施し、速やかな合意形成を行っている。

また、主に要素技術開発が対象となるが、市場でのシェア獲得に向けて、特許とすべきものは特許化し、特許化が得策でないものはノウハウとする等、各実施者の事業化に向けた戦略を尊重しつつ、戦略的で柔軟な指導を行っている。

さらに、国際標準化に向けては、NEDO が、事業者と IEC TC115 国内委員会委員長との会合を設定し、詳細情報をインプットできたことにより、速やかに本事業の成果である標準仕様書案を IEC の議論に組み込むことができた。さらに、NEDO が IEC TC115 国内委員会にオブザーバ参加し、標準化に関する最新動向を事業者にフィードバックした。

表 2-8 知財運営委員会 委員リスト

氏名	所属・役職	主な役割
馬場 旬平	東京大学 准教授	委員長
萩元 信彦	東京電力パワーグリッド 担当部長	委員
大野 照男	東京電力ホールディングス 部長	委員
中島 達人	東京都市大学 教授	委員

3. 情勢変化への対応

将来の我が国への大規模洋上風力の導入拡大に貢献する多端子洋上直流送電システムを開発する本事業は、その位置づけから近々の社会・経済の情勢変化に対し、直ちに事業方針や計画を変更するほどの影響を受けるものではない。しかしながら、「1章 1.3.2 各国の風力発電の政策・動向」や「1.3.5 多端子直流送電システムの実用化に向けた海外の取組」において述べた通り、風力発電の導入が進んでいる国々の情勢や具体的な取組を把握している。

例えば、中間評価後、NEDO 事業により欧州先行事例 (Best Paths 及び PROMOTioN) の調査を実施したところ、Best Paths では、マルチベンダによる多端子直流送電システムの開発において“ABB、Siemens、GE”の3社での研究開発を開始したが、途中から実質的に“ABB”1社となったことが分かった。これにより、技術情報の一部を他社に開示する必要があるマルチベンダの研究開発は難しいとのマネジメント上の知見を得たことから、本事業で同様の事態を避けるため、NEDO から、事業者の本事業におけるマルチベンダ化による重要性を再度説明するとともに、東京電力ホールディングスを中心に、東芝エネルギーシステムズ・日立製作所間の連携を意識した定期的な打合せを実施し、必要に応じて NEDO も参加した。このようなきめ細やかなマネジメントの成果として、マルチベンダに対応した多端子直流送電システムの標準仕様書を作成し、目標以上の成果である、IEC TC115 との調整を開始できた。さらに、東芝エネルギーシステムズ・日立製作所連名での学会発表等も実施した。

加えて、中長期的な視点で我が国の広域系統方針を検討している広域機関の情勢も情報収集しており、これらを踏まえて、本事業の方向性と照し合せながら推進した。例えば、2018年9月に北海道で地震に起因するブラックアウトが発生した際、北海道・本州連携設備が稼働し、一定の効果を示したことから、地域間連系線としての HVDC システムの利用の可能性（ブラックスタート可能な自励式変換器 (VSC) による HVDC システム）を分析し、後継プロジェクト「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」の検討を開始した。

4. 評価に関する事項

2015年2月のNEDO事前評価において、次世代洋上直流送電システム開発事業をNEDOが主導して実施することの妥当性について評価され、本事業の位置付けは妥当であり、必要性も十分であると判断された。

なお、技術的及び政策的視点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、外部有識者による研究開発の中間評価を2017年度に、事後評価を2020年度に実施する。

3. 研究開発成果について

1. 事業全体の成果

1.1 成果の達成状況（中間評価時点）

以下に、2017年7月時点での研究開発項目ごとの中間目標、成果と達成度を示す。
 なお、達成度は◎、○、△、×の4段階で記載し、それぞれ以下の分類で評価した。

○2017年7月時点での評価基準

- ・ 2017年7月末時点で中間/最終目標を達成した場合を「◎大幅達成」
- ・ 2018年3月末時点で中間/最終目標を達成する見込みの場合を「○達成」
- ・ 2018年3月末時点で中間/最終目標が一部未達の見込みの場合を「△一部未達」
- ・ 2018年3月末時点で中間目標の達成が見込めない場合を「×未達」

表 3-1 開発成果と達成状況（2017年7月時点）

システム開発		
中間目標	成果	達成度
システム開発として多端子洋上直流送電システムの設計・調達・建設（EPC）と運転・保守（O&M）等を検討した結果を使い、また、多端子洋上直流送電システム向けに要素技術開発するコンポーネントの特性を使い、モデルケースの可能性検討を行い、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合 20%を得る。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上 WF 地点を 3 か所仮設定し、既存技術を用いた交流送電と直流送電の多端子送電システムの計画、設計、経済性評価を試算した結果、交流送電システムがコスト的に優位との結果となった ・ 今後、洋上 PF 数や送電ルートなどの最適化設計、そして要素技術からのコスト削減効果を盛り込んで経済性評価を行い、コスト削減割合 20%のモデルを得る見込み 	○
要素技術開発		
中間目標	成果	達成度
多端子洋上直流送電システム向けに新たに必要となるコンポーネントのプロトタイプ設計と試作、性能試験を行い、モデルケースから要求される特性を得る。あわせて、既存の交流送電システムに対して、モデルケースのコスト削減割合 20%へ貢献する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 直流遮断器は、原理検証器を開発し、低損失で高速遮断を実現する主回路方式を確立した。現在は、数十 kV 器の開発を進めている ・ 他の要素技術開発は、試作を完了し、評価試験を行った。今後、要素技術のコスト情報、および評価試験等により得られた特性値をシステム開発へフィードバックする 	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

1.2 最終目標達成に向けた今後の課題、課題解決の見通し（中間評価時点）

研究開発項目ごとの最終目標と目標達成に向けた今後の課題、課題解決に向けた見通しを以下に示す。

表 3-2 課題と課題解決の見通し

システム開発		
最終目標	今後の課題	課題達成の見通し
多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した1~3ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。	平均稼働率（信頼性）等を含めた多端子洋上直流送電システムのモデルケースを完成すること	要素技術開発からの評価試験や長期信頼性試験から得られる設備の信頼性等をモデルケースへ反映することで達成出来る見通しである
要素技術開発		
最終目標	今後の課題	課題達成の見通し
要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上へ貢献する。	<ul style="list-style-type: none"> ・試作・試験より得られた結果をもとに、機器仕様を完成すること。設計指針を策定すること ・試作、試験より得られた特性値、信頼性データをシステム開発へフィードバックする 	<ul style="list-style-type: none"> ・現行の実施計画を着実に実行すれば目標は達成可能である ・進捗管理とシステム開発との密な連携を行いつつ開発を推進していく

1.3 最終目標達成状況

以下に、事業終了時点での研究開発項目ごとの中間目標、成果と達成度を示す。
達成度は◎、○、△、×の4段階で記載し、それぞれ以下の分類で評価した。

○事業終了時点での評価基準

- ・ 事業終了時点で最終目標を大きく上まわり達成した場合を「◎大幅達成」
- ・ 事業終了時点で最終目標を達成した場合を「○達成」
- ・ 事業終了時点で最終目標を一部未達だった場合を「△一部未達」
- ・ 事業終了時点で最終目標を達成できなかった場合を「×未達」

表 3-3 開発成果と達成状況（事業終了時点）

システム開発		
最終目標	成果	達成度
多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した 1~3 ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上の導入モデルケースを完成する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 日本海域の洋上風力適地から大規模洋上ウインドファームの想定地を選定。交流設備での設計に比べて、目標を大幅に上回る 29%のコスト減となる洋上ウインドファームの集電系統と送電系統モデルを構築した。 ・ 異メーカー同士での自励式多端子直流送電システムの制御・保護方式などの確立に向けたモデル解析を実施し、標準仕様書案を作成するとともに、2019 年度中に NEDO ウェブサイトで公開した。 ・ 標準仕様書の案の英訳を作成し、IEC TC115 と調整を開始した。 	◎
要素技術開発		
最終目標	成果	達成度
要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合 20%以上へ貢献する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ ①ハイブリッド型直流遮断器の試作、②ケーブルの異径ジョイント・ダイナミックレイティング技術、③バンドル敷設工法、④サクシヨンスカートによる洋上プラットフォーム基礎設計などの低コスト・高信頼に資する新技術を開発した。 ・ 特に、①ハイブリッド型直流遮断器及び④洋上プラットフォーム基礎設計は目標を大幅に上回る成果を達成。 	◎

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

1.4 プロジェクトとしての達成状況と成果の意義

・既存の交流送電システムに対してコスト削減割合 20%以上を実現

想定されたモデル系統下における設備年間経費、発電機会損失、送変電損失等を考慮した比較を行ったところ、既存の交流システムに対して、目標値 20%を大幅に上回る 29%以上のコスト削減可能な直流送電システムの開発を達成した。目標値との差の 9%は、モデルケースにおける建設費約 1000 億円以上に相当し、本事業の総額約 47 億円の 20 倍以上である。

また、当初からの目標に加えて、標準仕様書案が作成できたことから、国際標準化を念頭に英訳し、IEC との調整を開始した。

このコストメリット及び現在取り組んでいる国際標準化は国内のみならず海外市場での市場獲得においてアドバンテージとなりその意義は大きい。

・要素技術開発を行い、コスト削減割合 20%以上へ貢献

低コスト・高信頼の多端子直流送電システムに必要な直流遮断器、海底ケーブル、洋上プラットフォーム等の技術を開発した。特に、直流遮断器は、目標値（遮断性能 8kA 以上-10ms 以下）を大幅に上回る遮断時間（遮断性能 14.9kA-2.9ms）を達成するとともに、回路構成を工夫することで世界最高の効率（通電損失がほぼゼロ）を実現している。

また、洋上プラットフォームの開発では、日本周辺海域に建設する際に必要となる地震や台風等への対応として、スカート内にサクシオンが発生することによる抵抗力を従来設計法より 5 割増できることを確認した。

これらについても国内のみならず海外市場での市場獲得においてアドバンテージとなりその意義は大きい。

2. 研究開発テーマの成果と達成度

研究開発テーマに対する（１）研究開発の目的、（２）中間目標の達成状況、（３）最終目標の達成状況、（４）具体的な実施状況、の順で述べる。なお、成果の達成状況については、2017年度に終了予定の開発テーマについては、（２）最終目標の達成状況（３）具体的な実施状況として記載した。

2.1 研究開発項目Ⅰ「システム開発」

2.1.1 国内への洋上WF導入における前提条件の整理

2.1.2 洋上集電系統/洋上送電系統の計画・設計

2.1.3 多端子直流送電システムの制御保護方式の開発、標準化

2.2 研究開発項目Ⅱ「要素技術開発」

2.2.1 直流遮断器の開発

2.2.2 海底ケーブル関連技術開発

2.2.3 洋上PF新形式基礎の基盤技術開発

2.2.4 洋上PF小型化の検討

2.1 研究開発項目 I 「システム開発」

2.1.1 国内への洋上 WF 導入における前提条件の整理（日立製作所）

(1) 研究開発の目的・内容

我が国へ大規模洋上 WF を具体的に検討する場合、様々な自然条件や社会条件、電気設備の設置状況などを整理し、包括的に検討する必要がある。本事業で想定している洋上 WF は数百 MW クラスを超えるものであり、洋上風車の設置数は数十基に及ぶため設置海域は広範囲に渡ることが想定される。本開発では、過年度に実施された類似事業の条件を整理すると共に、自然条件や社会条件などの洋上 WF 設置における絞り込み条件を設定し、洋上風力のポテンシャルの高い地域を整理する。

(2) 最終目標の達成状況

以下に最終目標と、成果の達成度を示す。

表 3-1-1 開発成果と達成度

洋上風力ポテンシャルの調査・海域情報の整備			
主な内容	最終目標	成果	達成度
我が国の洋上風力ポテンシャルの整理	自然条件や社会条件などの洋上 WF 設置における絞り込み条件を設定し、洋上風力のポテンシャルの高い地域を整理した	各種集計データを整備し、絞り込み条件を満たすポテンシャルの高い地域を抽出した	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 具体的な実施状況について

洋上風力ポテンシャルの調査を図 3-1-1 の検討フローで行った。

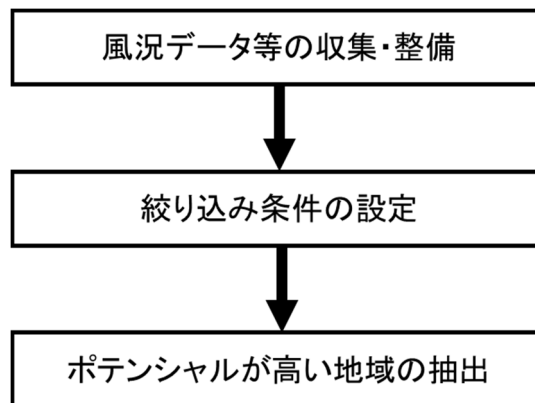


図 3-1-1 洋上風力ポテンシャル抽出の検討フロー

①風況データ等の収集・整備

表 3-1-2 に記載の各種データを収集しポテンシャル調査を行った。

表 3-1-2 整備データ一覧

No	カテゴリ	情報名	出典
1	①風況	NEDO 局所風況マップ	NEDO 作成の風況マップ
2		環境省風況マップ	平成 25 年度再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統整備等調査事業委託業務成果
3	②自然環境	水深（500 m メッシュ）	J-EGG500 水深データ（日本海洋データセンター）
4	③社会条件	離岸距離	国土数値情報海岸線
5	④法制度等	自然公園地域	国土数値情報 H23、生物多様性センター（国立公園）H27
6		自然環境保全地域	国土数値情報 H23
7	⑤電気設備関連	発電所	平成 25 年度再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統整備等調査事業委託業務成果
8		変電所	
9		開閉所	
10	⑥その他	県別海域境界	本業務で作成

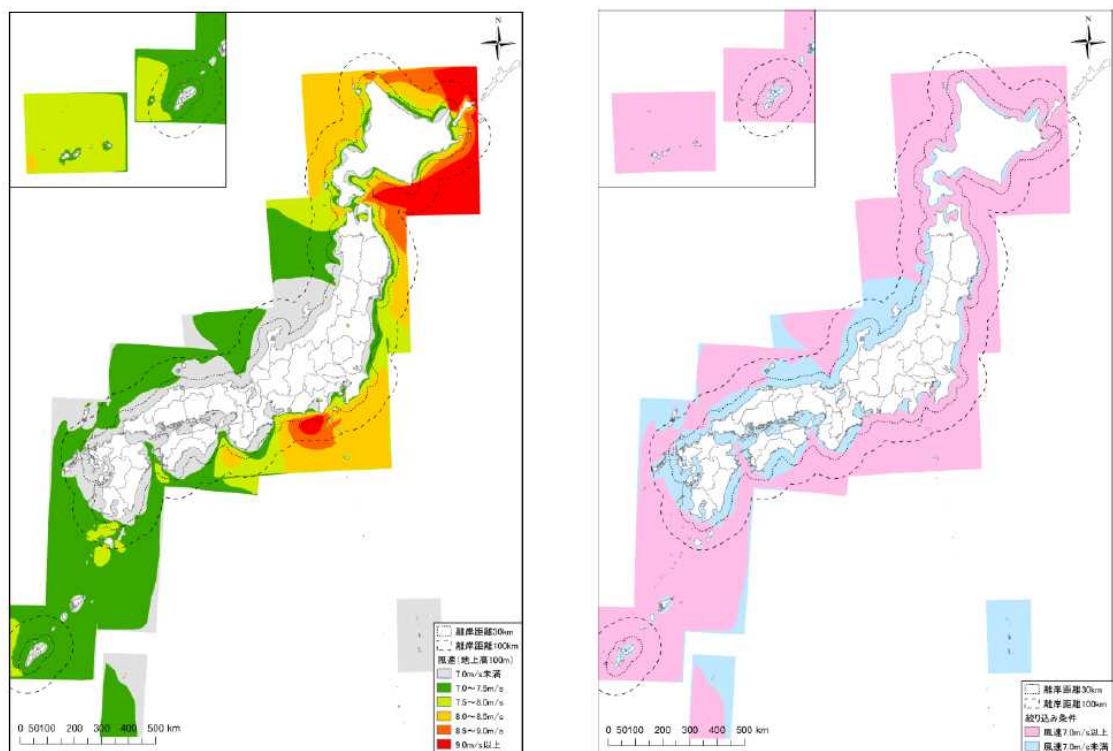
②絞り込み条件の設定

次に、過年度に実施された類似事業の条件を整理した。また、直流送電システムの設置を前提とし島嶼部や海岸線から遠い WF で発生した電力を送ることが可能になる事を考慮して本事業における絞り込み条件を設定した（表 3-1-3）。

表 3-1-3 絞り込み条件

区分	項目	絞り込み条件
自然条件	速度区分	着床式：7.0m/s 以上 浮体式：7.5m/s 以上
	離岸距離	考慮しない
	水深	200m 未満
社会条件	法規制区分	国立・国定公園（海域公園）以外
その他	島嶼部の扱い	含める

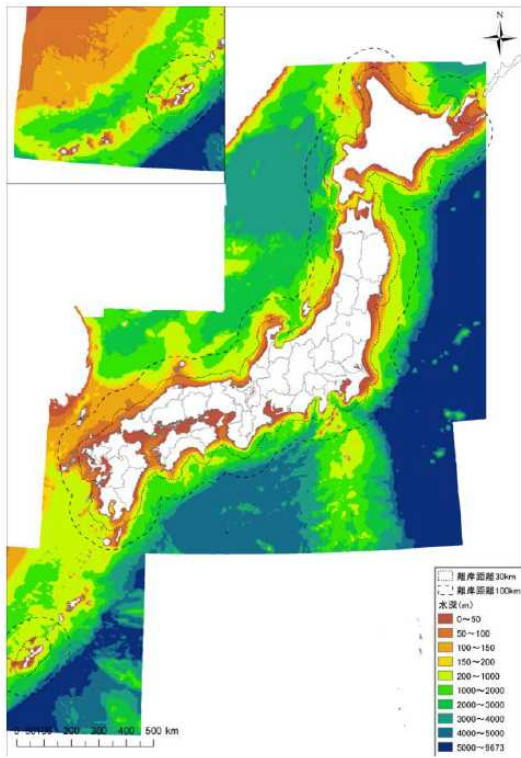
絞り込み条件に係る調査データおよび絞り込み結果を図 3-1-2～図 3-1-4 に示す。



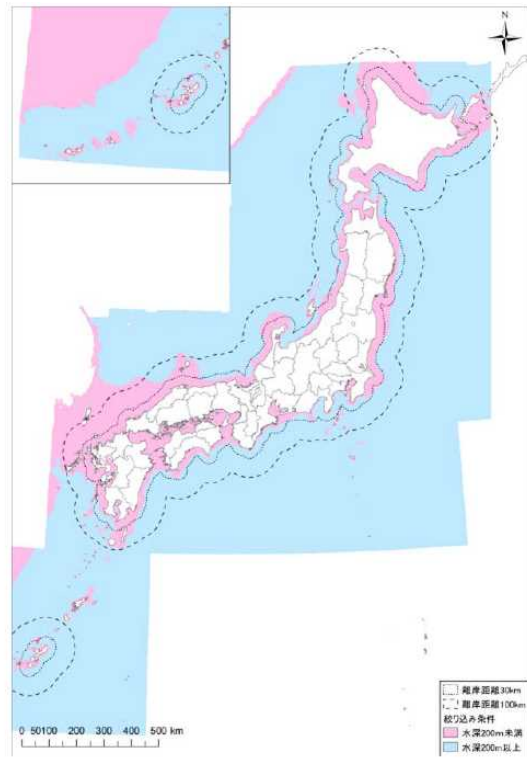
(a) 地上高 100m に変換した洋上風況マップ
況マップ

(b) 絞り込み条件で区分した風

図 3-1-2 絞り込み結果 (1)

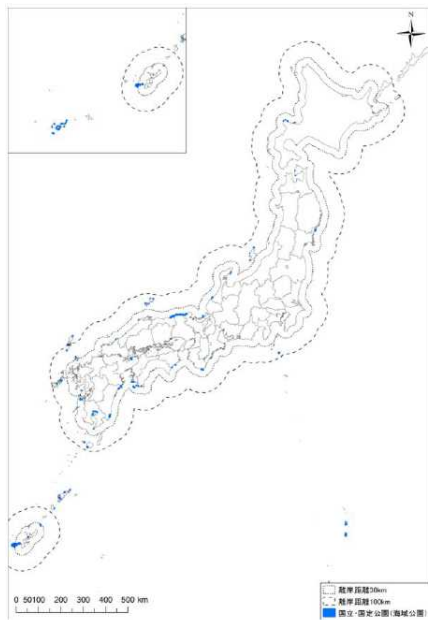


(a) 水深

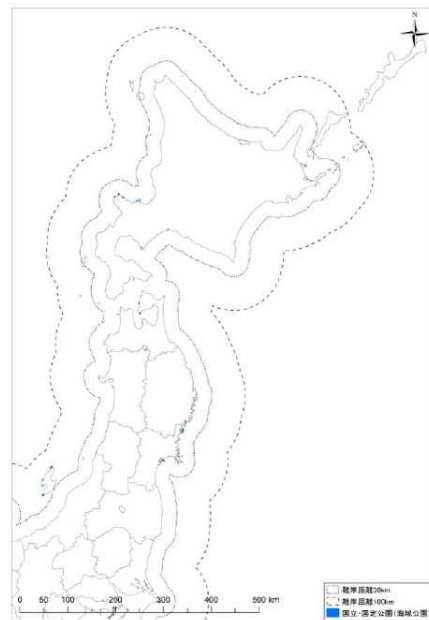


(b) 絞り込み条件で区分した水深

図 3-1-3 絞り込み結果 (2)



(a) 国立・国定公園（海域公園区域）



(b) 国立・国定公園拡大図（北海道～東北）

図 3-1-4 絞り込み結果 (3)

③洋上風力ポテンシャルが高い地域の抽出

各絞り込み条件の重ね合わせにより、洋上風力のポテンシャルの高い地域を抽出した（図 3-1-5）。北海道周辺に風況 8.5~9.0m/s や 9.0m/s 以上といった地域が抽出されており、本州でも青森~岩手県、千葉の九十九里、伊豆大島周辺、静岡~愛知県に風況 8.0m/s 以上の地域が抽出された。他にも、和歌山県~徳島県、愛媛県と大分県、中国~九州地方の日本海側、鹿児島県の南、沖縄県周辺に風況 7.0~8.0m/s の海域が抽出された。抽出したポテンシャルの高い地域を都道府県別に集計した。集計に際し、1km² 当りの風力発電設備の設置可能容量は 1 万 kW とした（図 3-1-6）。

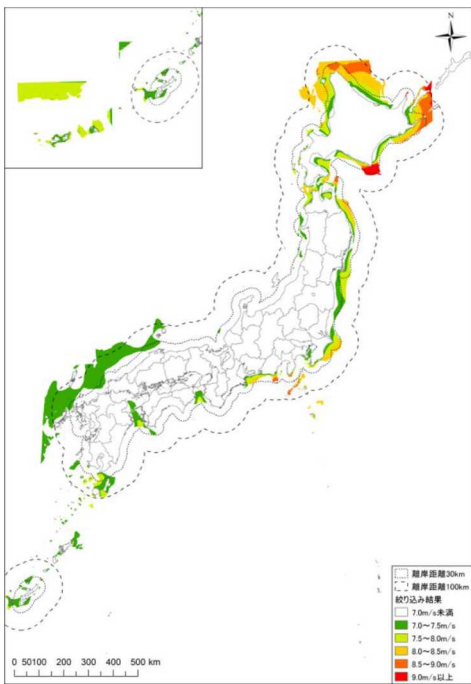


図 3-1-5 ポテンシャルの高い地域の抽出結果

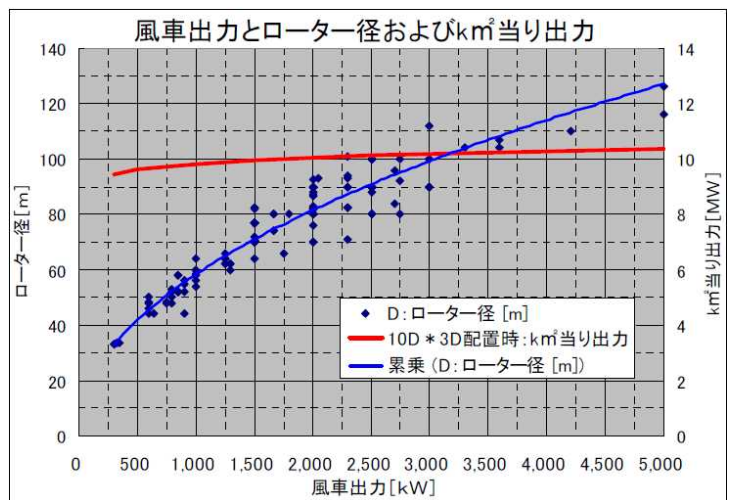


図 3-1-6 風車出力とローター径および 100×3D 配置時の 1km² 当たり出力値

出典：一般社団法人日本風力発電協会ロードマップ検討WG、「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」

なお、大部分の海域の都道府県別境界は定まっていないことから、都道府県境界に位置する漁業権に沿った延長線を海域境界線データとして仮定した。都道府県別の集計結果を表 3-1-4 に示す。洋上風力発電ポテンシャルの設備容量は全国で 1,670.7 百万 kW であった。都道府県別で最もポテンシャルが大きかったのは北海道の 631.9 百万 kW である。本州では青森県、岩手県、宮城県、福島沖など東北地方と山口県沖がポテンシャルの高い地域であることが分かった。

表 3-1-4 都道府県別ポテンシャル集計結果

区分※ 5	風速 (m/s)	全国	北海道	青森 県	岩手 県	宮城 県	秋田 県	山形 県	福島 県	茨城 県	栃木 県
全体	7.0以上	1670. 7	631.9	59.5	28.4	32.7	10.4	2.9	42.2	19.2	-
着床式	7.0以上	242.8	143.0	15.7	1.3	5.2	0.0	0.0	4.8	4.3	-
浮体式	7.5以上	224.3	150.0	15.2	3.4	2.6	0	0	0.8	0.9	-

区分※ 5	風速 (m/s)	群馬 県	埼玉 県	千葉 県	東京 都	神奈川 県	新潟 県	富山 県	石川 県	福井 県	山梨 県
全体	7.0以上	-	-	43.4	0.01	4.6	0	0	0.1	1.2	-
着床式	7.0以上	-	-	17.7	0	2.0	0	0	0	0	-
浮体式	7.5以上	-	-	8.5	0	0.5	0	0	0	0	-

区分※ 5	風速 (m/s)	長野 県	岐阜 県	静岡 県	愛知 県	三重 県	滋賀 県	京都 府	大阪 府	兵庫 県	奈良 県
全体	7.0以上	-	-	34.1	10.6	7.0	0	0.05	0	0	-
着床式	7.0以上	-	-	5.6	4.9	3.6	0	0	0	0	-
浮体式	7.5以上	-	-	8.4	2.5	1.0	0	0	0	0	-

区分※ 5	風速 (m/s)	和歌山 県	鳥取 県	島根 県	岡山 県	広島 県	山口 県	徳島 県	香川 県	愛媛 県	高知 県
全体	7.0以上	3.8	0.1	56.4	0	0	95.5	7.1	0	12.4	7.0
着床式	7.0以上	0.2	0	0.1	0	0	0.1	2.1	0	0.4	0.03
浮体式	7.5以上	0.1	0	0	0	0	0	0.9	0	0.9	0.01

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

区分※ 5	風速 (m/s)	福岡 県	佐賀 県	長崎 県	熊本 県	大分 県	宮崎 県	鹿児島 県	沖縄 県
全体	7.0以上	0	0.03	173.4	0	15.0	0.02	90.7	281.1
着床式	7.0以上	0	0.03	1.6	0	2.0	0.02	9.1	18.9
浮体式	7.5以上	0.002	0	0.02	0	0.6	0	4.6	23.5

※5 ・区分「全体」は、風速 7.0 m/s 以上で、且つ水深 200m未満の海域のポテンシャルの集計。

・区分「着床式」は、このうち水深 0~50mの海域のポテンシャルの内訳を集計。

・区分「浮体式」は、更に風況の良い風速 7.5 m/s 以上で、且つ水深 50~100mに絞った海域のポテンシャル
を
集計。

・「全体」≠「着床式」+「浮体式」であるため注意。

2.1.2 洋上集電系統/洋上送電系統の計画・設計（東京電力パワーグリッド、東京電力ホールディングス、東京大学、住友電気工業）

(1) 研究開発の目的・内容

複数の大規模洋上WFからの電力を効率的に集電し、需要地へ送電するための、我が国への導入ケースを具体的に検討することを目的として、①効率的な集電方式の計画、設計、②送電系統の計画、設計を行う。本開発では、洋上集電系統/送電系統の計画、設計にあたり、数百MWの複数の洋上WFを設定したうえで、それらの電力を効率的に集電するための洋上変電所の設備構成、および陸上への送電システムとして、多端子の交流送電システムと自励式直流送電システムを計画、設計し、経済性評価を行う。また、複数の洋上WFを陸上系統へ連系する送電ネットワークの送電ルート選定を含む最適化手法を開発する。

(2) 中間目標の達成状況

以下に中間目標と、成果の達成度を示す。

表 3-2-1 開発成果と達成度

洋上送電系統の計画と設計（東京電力パワーグリッド、東京大学）			
主な内容	中間目標	成果	達成度
<ul style="list-style-type: none"> 信頼度と経済性の評価に基づく洋上送電系統の計画と設計 本事業で開発を行う洋上送電システムの主要構成要素に関わるコスト試算を行うために必要となる各種前提条件や、先行事例におけるコスト試算の方法論について調査検討 	<ul style="list-style-type: none"> 洋上系統のコスト要因を抽出し、モデル系統を設計する 洋上系統の経済性評価指標を選定する 洋上送電システムの事業性評価を行うためのフレームを構築する さらに、同フレームに基づく洋上送電システムの事業性を確保可能となるコスト水準などについても試算可能なコスト情報を収集し、モデル系統の経済性評価を行う 	<ul style="list-style-type: none"> 先行事例調査を通じ、コスト要因を把握するとともに、陸上交流系統の状況を鑑み、陸上連系エリアを具体化し、モデル系統を設計した 文献調査等から、モデル系統の経済性評価の指標を選定した 先行して洋上送電システムの開発が進む欧州における事業性評価手法の調査と、同評価で用いられるコスト情報の収集を実施するとともに、事業性評価を行うためのコスト試算方法を検討し、モデル系統の経済性評価を行った 	○
国内導入における社会受容性・制度・ルールの検討 (東京電力パワーグリッド、東京電力ホールディングス)			
主な内容	中間目標	成果	達成度
①社会受容性 洋上風力発電を含む洋上送電システムが確保しておくべき社会受容性に関して、先行事例	洋上送電システムの世界受容性に関する検討フレームワークを構築するために必要となる先行して洋上送電	先行して洋上送電システムの開発が進む欧州（主にイギリス及びドイツ）における社会受容性を評価するフレームワークについてその	◎

調査などを通じて多面的に検証し、洋上送電設備が獲得すべき社会受容性の整理	システムが設置される国における環境アセスメント等のフレームワークを整理する	内容を明らかにするとともに、わが国における現状との差異についても検討を行った	
②制度・ルール検討 我が国において整備しておく必要のある制度・ルールのあり方に関わる参考とするために、先行して洋上風力発電の開発が進む欧米諸国における、洋上送電設備に関連する制度・ルールの先行事例調査	先行して洋上送電システムの開発が進む欧米諸国における制度・ルールの調査を通じて得られた知見に基づき、日本国内における洋上送電システムの整備・運用に関わる、制度・ルールのあり方を策定のための基礎情報収集する	先行して洋上送電システムの開発が進む欧州（主にイギリス及びドイツ）における洋上送電に関わる制度・ルール（投資回収の方法論を含む）について整理を行った	◎
系統最適化手法の開発（住友電気工業）			
主な内容	中間目標	成果	達成度
直流/交流システム構成のコスト最小となる評価の実現	洋上WFと陸上連系点とを連系する送電ネットワークの接続方法を導き出す系統最適化手法を開発する	洋上WF1地点と陸上連系点1地点とを連系するモデルに対して、直流送電システムと交流送電システムとのそれぞれについてコスト最小となるシステム構成の評価を可能とした	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 最終目標の達成状況

以下に、最終目標の達成状況を示す。

表 3-2-2 開発成果と達成度

洋上送電システムの計画と設計（東京電力パワーグリッド、東京大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
1. 信頼度と経済性の評価に基づく洋上送電システムの計画と設計 2. 本事業で開発を行う洋上送電システムの主要構成要素に関わるコスト試算を行うために必要となる各種前提条件や、先行事例におけるコスト試算の方法論について調査検討	多端子直流送電システムのモデルシステムが既存の交流連系システムと比較して、経済性が20%以上優位となる条件を整理する。	<ul style="list-style-type: none"> ・先行事例調査を通じ、コスト要因を把握するとともに、陸上交流系統の状況を鑑み、陸上連系エリアを具体化し、モデルシステムを設計した。 ・設備の建設に係る費用のみの評価ではなく、設備の運転・維持ならび損失に係る費用を考慮した経済性評価手法を提示した。 ・既存の交流送電システムと比較して20%コスト削減可能な直流送電システムを設計した。 ・令和2年電気学会全国大会にてコスト試算手法とその評価について 	◎

		て報告した。	
系統最適化手法の開発（住友電気工業）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
海底ケーブル布設ルート最適設計手法の開発	海底線建設コストを最小化する海底ルートを定量的に評価設計するツールを開発する	地図上の任意の2地点を連系する海底ケーブル布設ルートについて、海洋環境情報を基に海底線建設コスト最小化するルートを数秒で設計する手法を開発した	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(4) 具体的な実施状況について

I. モデルケース策定/洋上系統計画の基礎技術開発と適用研究

(ア) 研究開発のプロセス

① 洋上送電系統の計画・設計

i. 洋上のモデル系統設計における基本的な考え方

洋上 WF の場合、稼働率は 20%~50%程度^[1]と考えられ、単一設備故障により発電抑制が伴った場合も、発電抑制量[kWh]は、陸上の大容量電源の場合と比較して低いことが想定される。従って、周波数維持の確保を前提とすれば、洋上 WF と洋上系統を同時に保有する事業者の立場から考えると、発電抑制に伴う機会損失[円]と流通設備の建設コストを評価し、単一設備故障時の発電抑制を許容する洋上系統が経済的になる可能性があるため、モデル系統の設計にあたっては、流通設備の単一設備故障時に洋上 WF 全容量を送電可能とすることを絶対条件としない。具体的な前提条件は以下の通り。

条件①：単一設備故障時の発電遮断量は 1500MW 以下（周波数維持条件と想定）

条件②：全設備健全時は発電抑制しない

系統構成は多端子連系を指向するためループ系統を主体とする。なお、参考として放射状系統についても比較検討を実施。

系統構成①：ループ系統

- ・陸上連系エリアに送電制約が生じた場合に、他の陸上連系エリアに送電できる可能性

系統構成②：放射状系統（参考）

- ・陸上連系エリアに送電制約が生じた場合に、発電抑制または停止が必要になる可能性

流通設備容量の前提条件は以下の通り。

設備容量①：単一設備故障時に発電抑制を許容する容量

設備容量②：単一設備故障時も洋上 WF 全量送電可能な容量

以上により、系統構成と流通設備容量の組み合わせにて合計 4 ケース（その内、放射状系統の 2 ケースは参考検討）のモデルケースを設計。

ii. 洋上系統の具体化

「2.1.1 国内への洋上 WF 導入における前提条件の整理」の成果を参考に、洋上 WF の設置箇所は、福島沖・千葉沖・伊豆沖と設定。風況や周波数セキュリティの観点から 1 カ所あたりの容量は 1500[MW]と設定（図 3-2-1）。出力-累積時間特性は参考文献^[2]から図 3-2-2 と設定（平均出力約 45%、停止時間約 1000[hr]）。

陸上連系エリアは、陸上の交流系統の状況を鑑み、福島方面、神奈川方面と設定。海底ケーブルルートは、「II ウィンドファーム/直流送電ケーブルシステム構成技術開発」の成果を参考に最適なルートを設定。



図 3-2-1 洋上系統の設置概念図

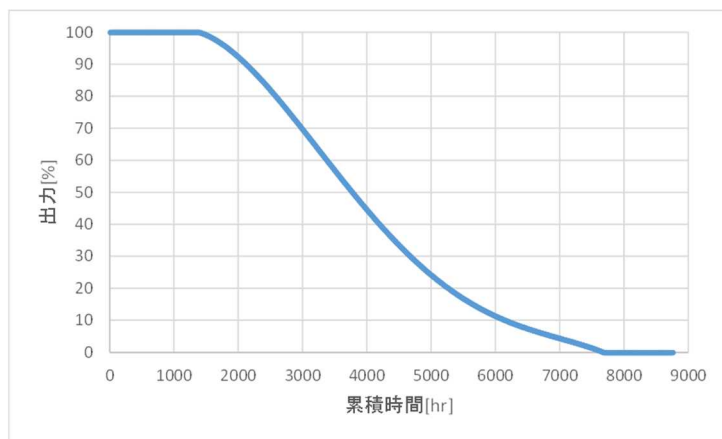


図 3-2-2 洋上 WF の想定出力-累積時間特性

iii. モデル系統の設計

(ア) 交流連系によるモデル系統の設計

モデル系統と設備構成は図 3-2-3 の通り。洋上 WF 容量から電圧階級は 500kV、交流海底ケーブルの長距離区間には径間途中に充電容量補償用の分路リアクトル設置が必要であり、調相設備用の洋上 PF を設定。

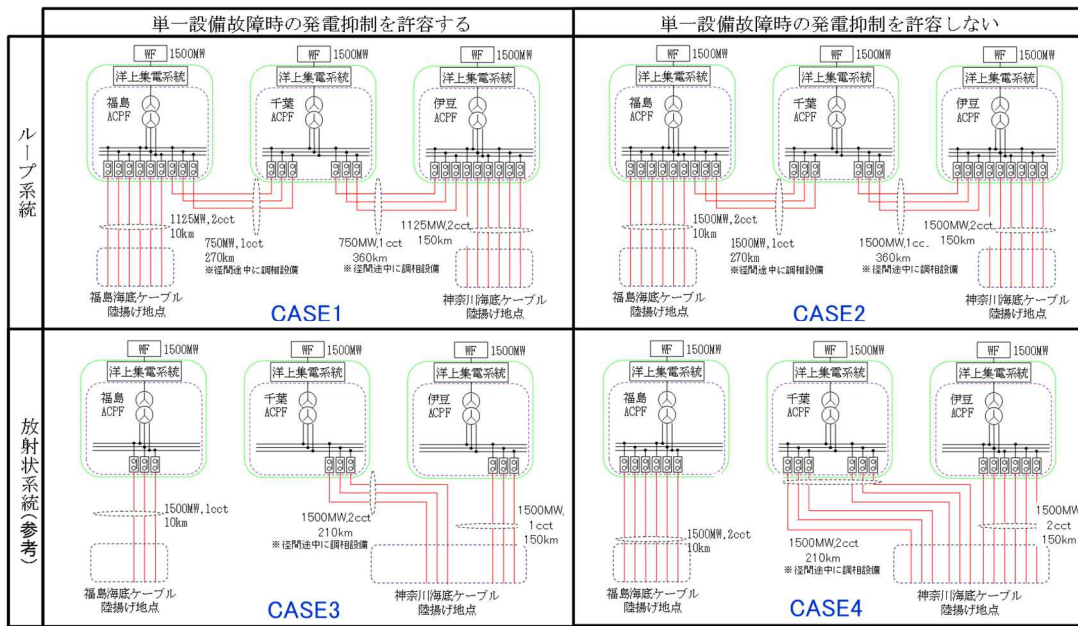


図 3-2-3 交流連系のモデル系統

(イ) 直流連系によるモデル系統の設計

モデル系統と設備構成は図 3-2-4 の通り。交流連系と異なり、海底ケーブルの陸揚げ箇所に、直流を交流に変換する陸上変換所が必要であるが、径間途中に充電容量補償用の洋上 PF 設置は不要。

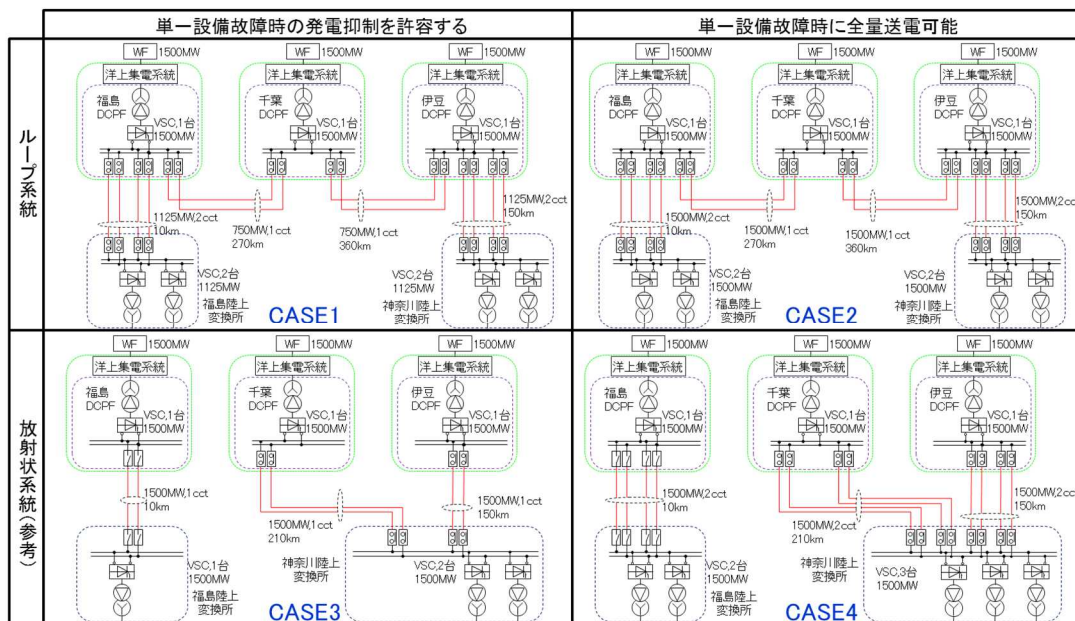


図 3-2-4 直流連系のモデル系統

iv. モデル系統の経済性評価方法

(ア) 基本的な考え方

洋上系統の経済性は、設備の運転・存続に係る年間経費にて評価。具体的には、設備年間経費、送変電損失、発電機会損失の合計値を年間経費として表し、比較評価する。

$$\text{年間経費[円/年]} = \text{設備年間経費[円/年]} + \text{送電損失[円/年]} + \text{発電機会損失[円/年]}$$

(イ) 設備年間経費

減価償却費、税金、修繕費などを含めた経費であり、建設コストに設備経費率[%]/100 を乗じて算定する。

$$\text{建設コスト[円]} \times \text{設備経費率[%]} / 100$$

(ウ) 発電機会損失

洋上にある流通設備の停止等により、洋上 WF の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する場合、発電抑制が必要となる。発電機会損失は、この発電抑制量[kWh]を経費換算いた費用であり、次式で算定する。

$$\text{風力発電抑制量[kWh/年]} \times \text{風力発電単価[円/kWh]}$$

風力発電抑制量は、洋上 WF の発電電力が流通設備の送電可能容量を超過する余剰電力[kW]とその時間[hr]の乗算を累積し算出する^{[3][4]}。例えば、図 3-2-5 の洋上 WF の出力-累積時間曲線に対し、送電可能容量が 750[MW]に限定される場合、年間の発電抑制量の期待値は同図の緑網掛け部分の面積で表現できる。

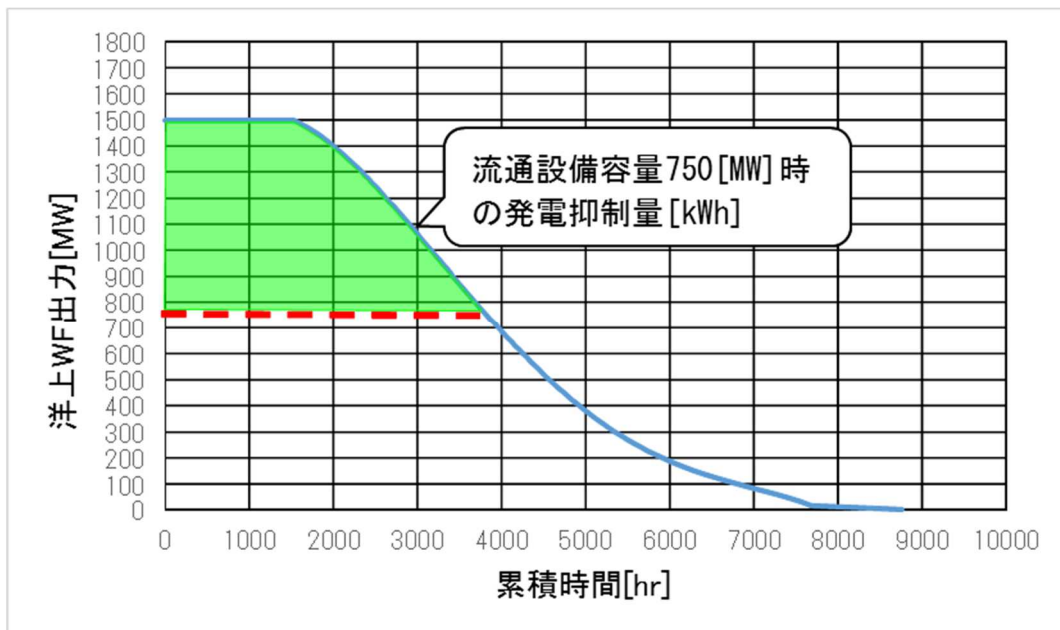


図 3-2-5 洋上 WF の出力-累積時間曲線と発電抑制量

発電電力に対して流通設備容量が不足する時間は、流通設備の稼働率・停止率を考慮し算出する。例えば、図 3-2-6 において、まず p は各設備の稼働率を表している。p2 設備（ケーブル）が「停止」かつ「他設備が運転」となる 1 年あたりの時間は、それぞれの稼働率と p2 停止率（1-稼働率）に 8760[hr] を乗算し求めることができる。

$$p1 \times (1-p2) \times p3 \times p4 \times p5 \times p6 \times p7 \times 8760[\text{hr}]$$

つまり、洋上 WF が合計 3000[MW] を発電可能に対し、流通設備容量が 1500[MW] となる時間は約 360[hr/年] と評価できる。

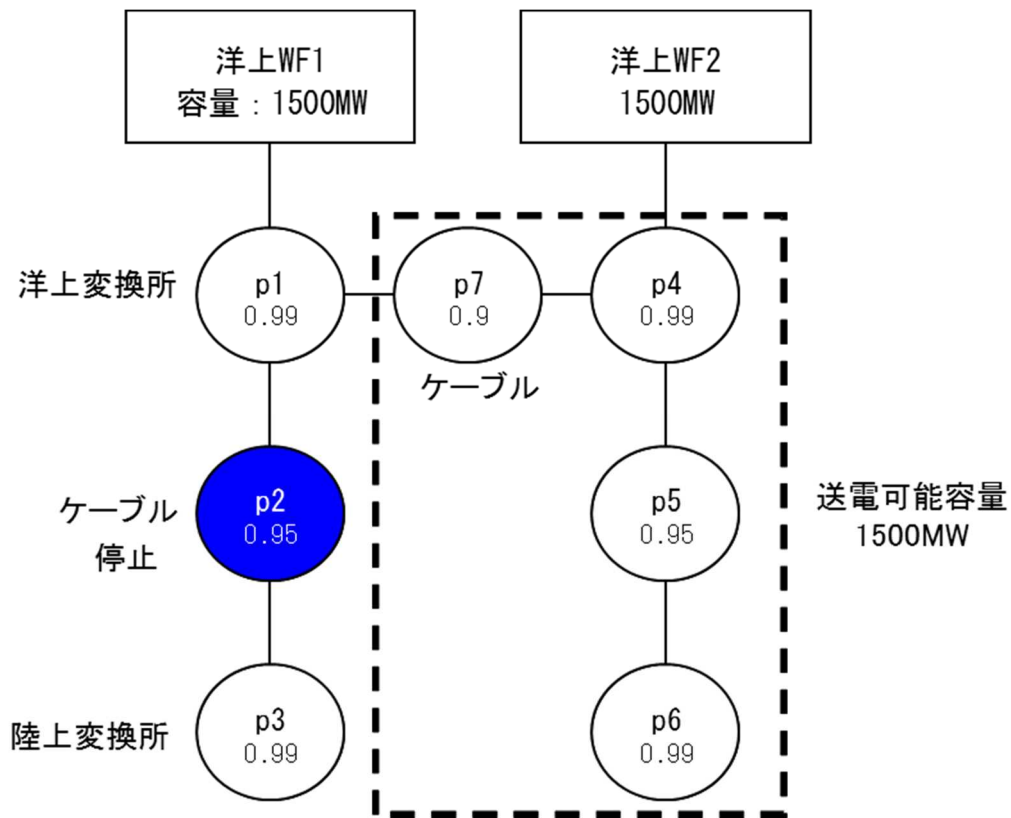


図 3-2-6 洋上設備の結合図例

(エ) 送変電損失

送変電損失は、洋上系統に生じる電力損失[kWh/年]を経費換算した費用であり、次式で算定する。

$$\text{電力損失[kWh/年]} \times \text{単価[円/kWh]}$$

単価については、運転期間中は風力発電単価とするが、洋上 WF が停止する期間は、洋上系統の電力損失を他電源より補填する必要があるため電力購入単価とする。

② 洋上集電系統の計画・設計

i. 洋上集電系統設計における基本的な考え方

洋上集電系統のモデル系統の設計において、考慮する項目は以下の通り。

- 電圧階級 (HV 側、MV 側)
- MVAC 系統の系統構成 (ループ系統、放射状系統)
- 主要変圧器の台数・容量および MV 側母線連絡有無
- HVAC 系統の系統構成

これらの項目を前項で示した評価方法にて検討を実施。

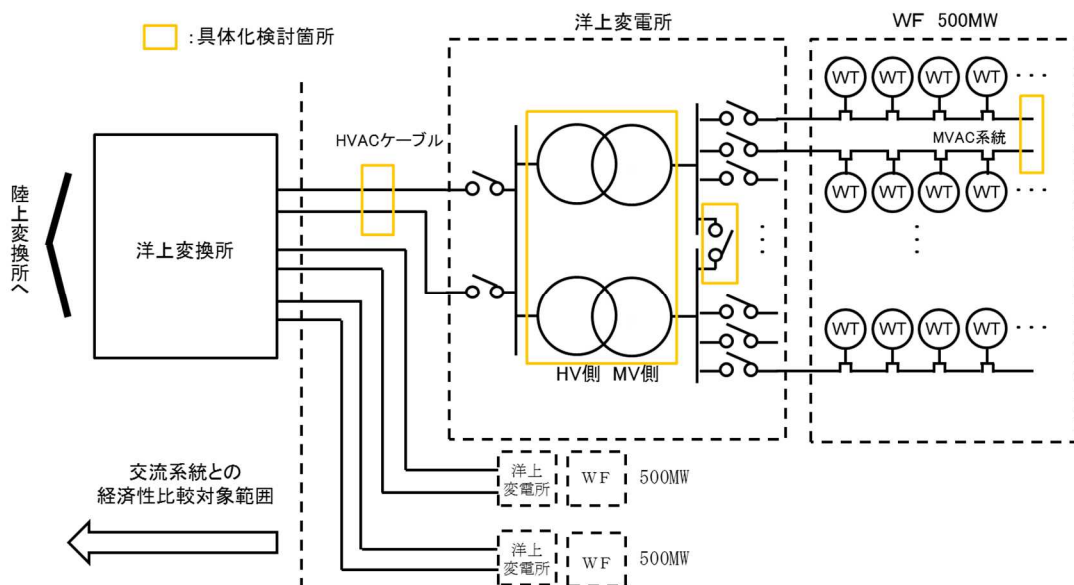


図 3-2-7 洋上集電系統のモデル系統ケース

ii. 洋上集電系統の具体化

経済性評価において、損失を換算するための風力発電単価は、資源エネルギー庁の「FIT法改正を踏まえた調達価格の算定について」（調達価格等算定委員会（第23回）資料1）より2030年目標値の9[円/kWh]を、設備経費率は資源エネルギー庁の「再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用の考え方について」（総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第4回会合）資料3）を参考に8[%]とする。

(ア) 電圧階級

欧州の先行事例^{[4][5]}を参照すると、5MW程度までの風力発電機の場合、風力タービン内の変圧器および開閉器に定格電圧・定格電流に制限により33kV接続が多数占めていることから、MV側電圧階級は33kVとする。HV側についても同様に154kVとする。

(イ) MVAC系統の系統構成

放射状系統とループ系統で発電機会損失の比較検討を実施。使用パラメータは以下の通り。

- ✓ ケーブル送電容量：500MW
- ✓ ケーブル事故率0.1 [件/100km/年]
- ✓ WT間距離：約910m
- ✓ フィーダ連系量：5MW×10基 = 50MW
- ✓ WT容量：50MW×2本 = 100MW
- ✓ 風力発電単価：9円

図 3-2-8、図 3-2-9 に示すフィーダ 2 本の組み合わせ (100MW) あたりの発電機会損失を計算すると、放射状系統では 1,400 [万円/年]、ループ系統では 1,100 [万円/年] となり、ループ系統の方が 300 [万円/年] 程度経済性が有る結果となる。以上より、MVAC の系統構成はループ系統とする。

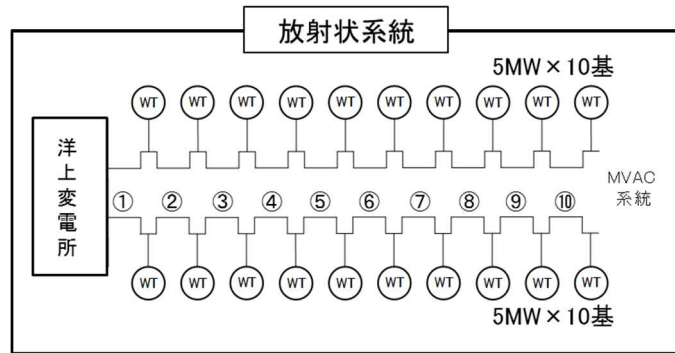


図 3-2-8 MVAC 系統 (放射状系統)

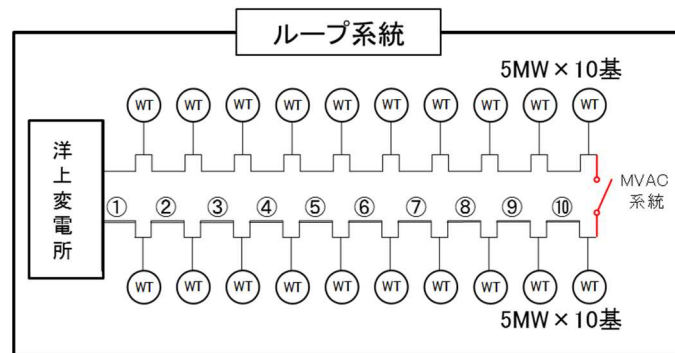


図 3-2-9 MVAC 系統 (ループ系統)

(ウ) 主要変圧器の台数・容量および MV 側母線連絡有無

洋上変電所について、WF 容量 500MW 全量を送電可能とする設備容量、もしくは WF の出力-累積時間特性 (図 3-2-2) を考慮して設備規模を WF 容量より縮小した設備容量を設定し、かつ母線連絡の有無による発電機会損失を考慮し、以下の 6 ケースの比較検討を実施。

- ケース① (母線連絡有) ④ (母線連絡無) : 250MW x 2 台
- ケース② (母線連絡有) ⑤ (母線連絡無) : 200MW x 2 台
- ケース③ (母線連絡有) ⑥ (母線連絡無) : 250MW x 3 台

比較検討結果は図 3-2-10 の通り。図 3-2-10 より、設備容量による比較 (ケース①と②、ケース④と⑤) では、設備容量の縮小による設備経費の削減費用より、発電機会

損失の増分の方が上回る。また、WF 容量以上の設備容量を確保すると（ケース③、ケース⑥）、発電機会損失は減少するものの設備経費が増大している。これらの結果から、洋上変電所の設備構成は、最も経済的となるケース①（母線連絡有、変圧器 250MVA×2 台）を採用する。

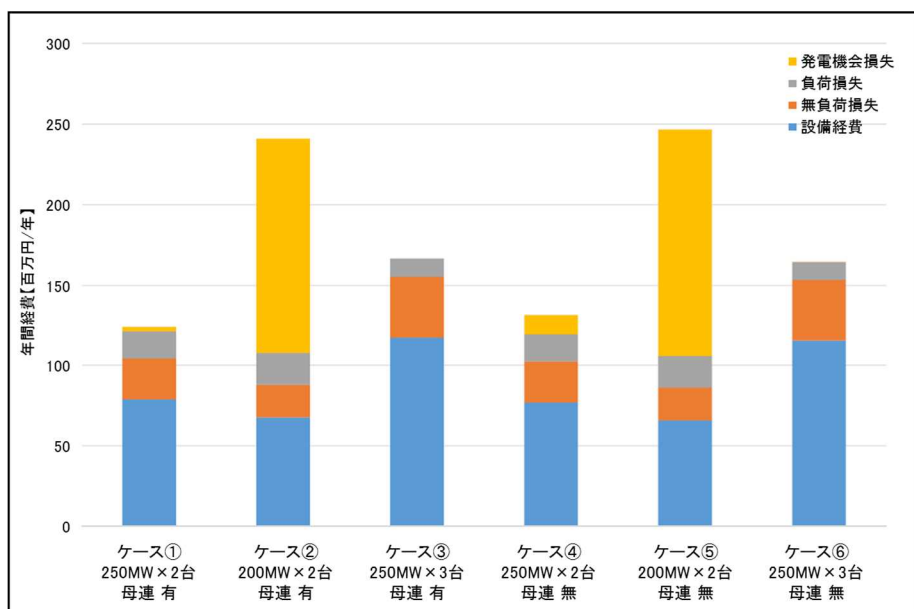


図 3-2-10 洋上変電所変圧器 年間経費比較

(エ) HVAC 系統の系統構成

洋上変電所～洋上変換所間の HVAC ケーブルは、WF の容量 500MW を送電可能とする設備容量、もしくは WF の出力-累積時間特性（図 3-2-2）を考慮して設備規模を WF 容量より縮小した設備容量を設定し、洋上変電所間の連系有無による発電機会損失を考慮して、以下の 10 ケースの比較検討を実施。

- ケース①（連系無）⑥（連系有）：250MVA×2 回線（三相 1 括ケーブル）
- ケース②（連系無）⑦（連系有）：200MVA×2 回線（三相 1 括ケーブル）
- ケース③（連系無）⑧（連系有）：250MVA×3 回線（三相 1 括ケーブル）
- ケース④（連系無）⑨（連系有）：500MVA×1 回線（単芯ケーブル）
- ケース⑤（連系無）⑩（連系有）：400MVA×1 回線（単芯ケーブル）

比較検討結果を図 3-2-11 に示す。図 3-2-11 より、設備容量による比較（ケース①と②、ケース④と⑤等）では、設備容量の縮小による設備経費の削減費用より、発電機会損失の増分の方が上回る。また、WF 容量以上の設備容量を確保すると（ケース③、ケース⑧）、発電機会損失は減少するものの設備経費が増大している。これらの結果から、HVAC 系統の系統構成は、最も経済的となるケース①（連系無、250MVA×2 回線）を採用する。

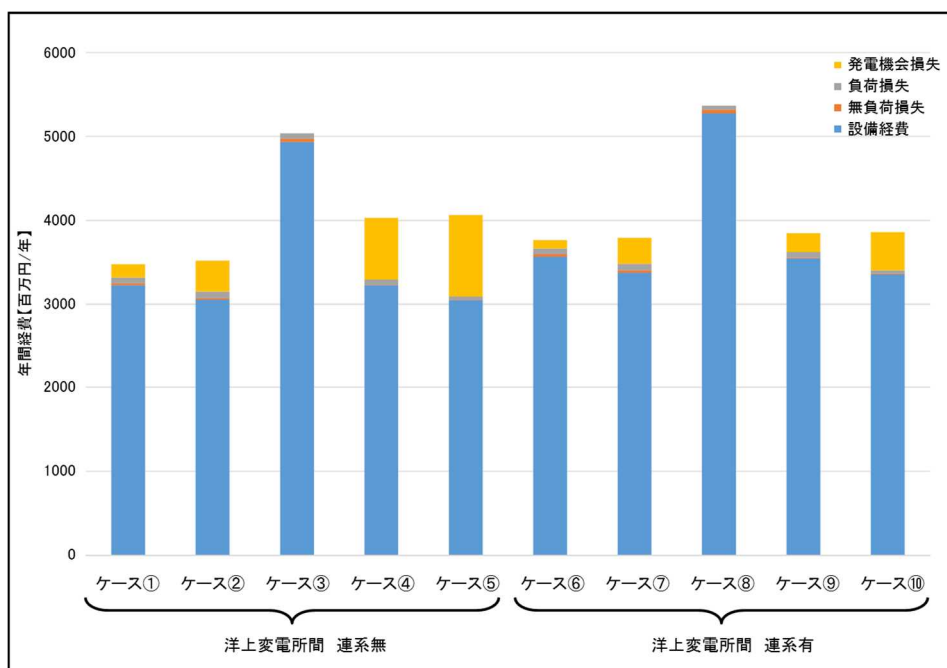


図 3-2-11 HVAC ケーブル 年間経費比較

(イ) 研究開発成果

① 洋上送電系統の設計

海外の先行事例等を参考に、モデル系統設計における基本的な考え方や経済性評価方法を整理。モデルケースは系統構成と設備容量の組み合わせで、直流連系、交流連系ともに 4 ケースを策定。なお、直流連系と交流連系の経済性評価については、「Ⅲ. 事業性評価」にて、洋上 PF の設備コストを海外企業と共同検討した結果等を踏まえ実施。

② 洋上集電系統の設計

モデル系統による検討の結果、洋上集電系統における効率的な設備構成は図 3-2-12 の通り。

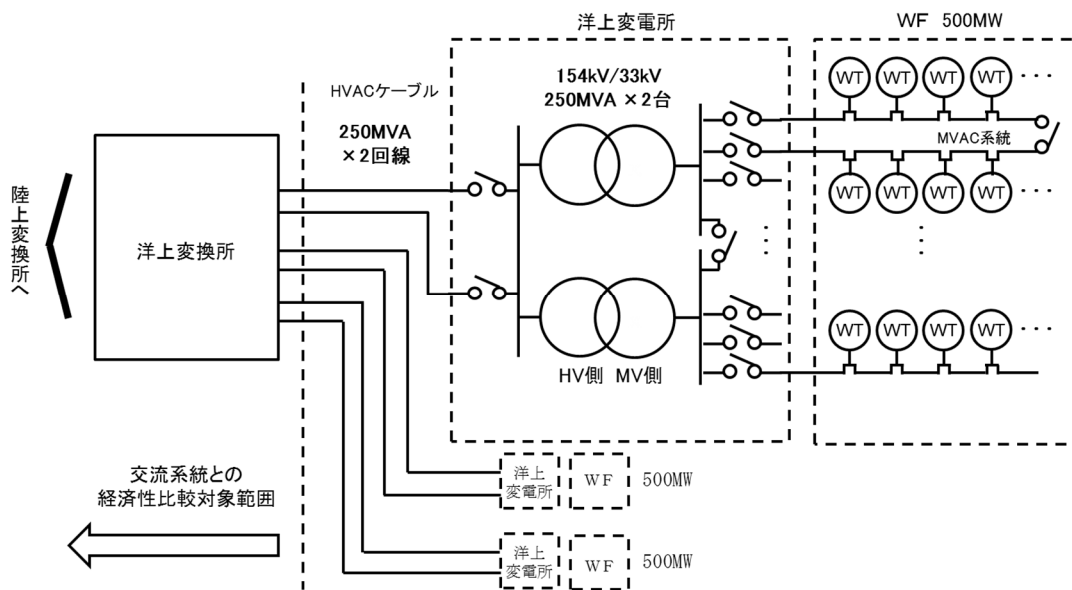


図 3-2-12 洋上集電系統のモデル系統

(ウ) まとめ

我が国において、複数の大規模洋上 WF から電力を効率的に集電し、需要地へ送電するシステムの導入を目的として、洋上送電系統および洋上集電系統における計画・設計の基本的な考え方や経済性評価方法を整理。本章においては、送電系統については4つのモデルケースを策定、集電系統については効率的な設備構成を設計。

参考文献

- [1] 調達価格等算定委員会（第 12 回）洋上風力の調達価格に係る研究会取りまとめ資料参考資料 2（2014.1）
- [2] Jens Pedersen, Peter B Eriksen and Poul Mortensen, PRESENT AND FUTURE INTEGRATION OF LARGE-SCALE WIND POWER INTO ELTRA'S POWER SYSTEM
- [3] R. A. Walling, T. Ruddy, GE Energy, Economic Optimization of Offshore Windfarm Substations and Collection Systems
- [4] CIGRE TB 612 Special Considerations For AC Collector Systems and Substations Associated with HVDC-Connected Wind Power Plants, March 2015
- [5] CIGRE TB 483 Guidelines for the Design and Construction of AC Offshore Substations for Wind Power Plants

II. ウィンドファーム/直流送電ケーブルシステム構成技術開発

(ア) 研究開発のプロセス

① 500kV 直流ケーブルシステムシステム設計

洋上送電設備の定量的コスト評価のため、下記 i、ii の 2 段階に分けて開発を実施した。

i. 直流送電システムと交流送電システムのコストの比較と最適ケーブル仕様設計

一般に、直流送電は大容量・長距離送電に有利とされている送電方式であるが、交流送電と直流送電のコスト有利性の分岐点は定量的に評価されていない。図 3-2-13 に一般的な直流送電と交流送電のコスト比較イメージを示す。特に、電源が洋上風力のような自然変動電源である場合、その稼働率も考慮した定量的評価が必要となる。また、直流送電、交流送電ともに、特に長距離送電の場合は、送電電圧、導体サイズ等のケーブル仕様によってもそのコストが大きく変動するため、洋上風力電源に合わせた最適なケーブルを選定する事も重要となる。

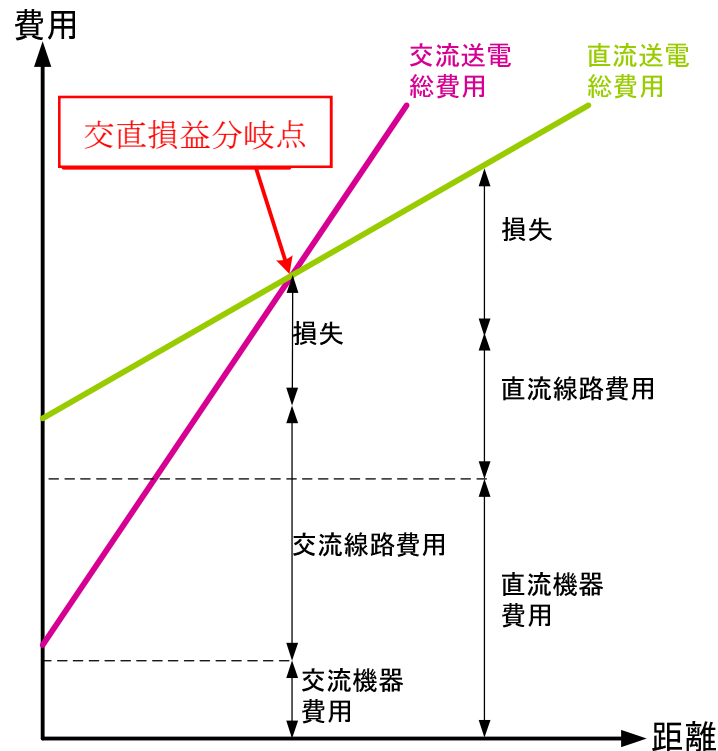


図 3-2-13 直流送電と交流送電のコスト比較イメージ

そこで、本開発では洋上 WF 電源の送電設備において、直流と交流の送電距離に対する損益分岐点（図 3-2-13 中に示す交点）を定量的に評価するとともに、直流／交流の各送電方式においてもっとも低コストとなるケーブル仕様を選定する手法を開発した。

本手法の開発ステップを下記に示す。

- ステップ 1：WF は出力一定
WF の定格出力を 1000MW と仮定し、その出力は 1000MW (稼働率 100%) または 200MW (稼働率 20%) の一定出力とする。この条件化において、洋上 WF と陸上連系点の各送電距離 (50km, 100km, 150km, 200km) における直流送電システムと交流送電システムのそれぞれの最適システムを設計、コストを試算する。コスト試算結果を、図に示すようにグラフ化し、直流送電コストと交流送電コストの交点を損益分岐点として定量的に評価する。
- ステップ 2：WF の設備利用率を考慮
WF の出力について、WF の設備稼働率を考慮する。WF の定格出力は 1000MW または 350MW とし、ステップ 1 同様に損益分岐点の定量低評価を行う。
- ステップ 3：送電システムの設備容量の最適化
定格出力 1000MW の WF の送電システムについて、送電システムの設電設備量をパラメータに追加する。設備コストの低減と、設備容量減による送電機会損失の増大のトレードオフを最適化に導入し、ステップ 1 同様の損益分岐点の評価を行う。

本開発における送電設備のコスト評価対象は、図 3-2-14 の赤字で示す項目である。直流設備と交流設備のコスト比較を実施する事を目的としているため、変圧器等の各システムで共通する機器類は評価対象としない。

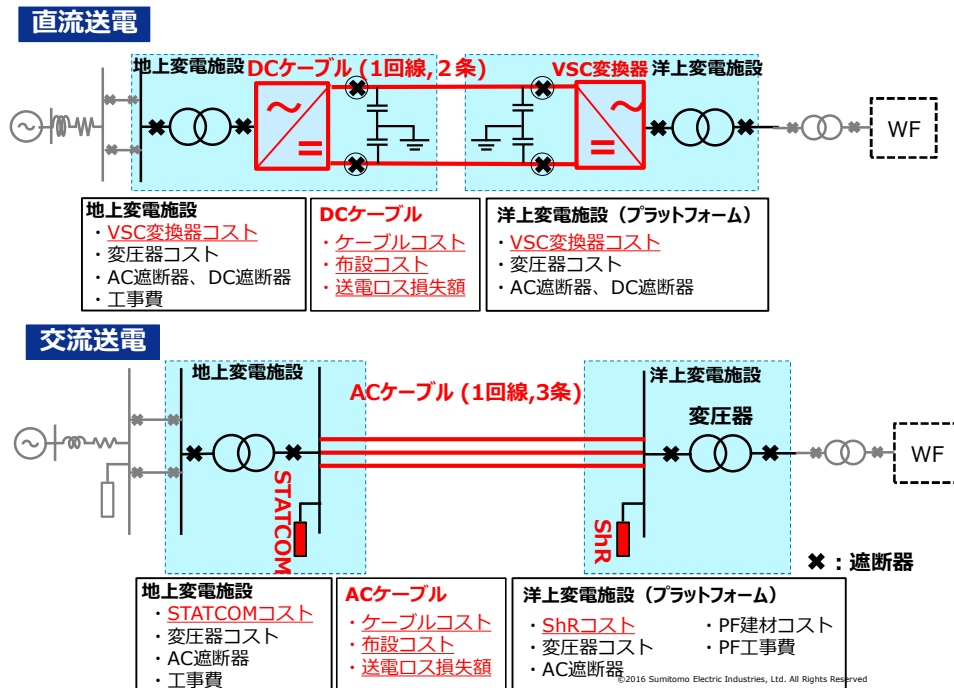


図 3-2-14 各送電方式におけるコスト評価モデル

① 開発ステップ1

開発ステップ1における最適設計とは下記の式(1-1)で示されるシステム年経費の最小化を目的とする。

$$\text{システム年経費} = \text{年経费率} \times \text{設備費} + \text{送電ロス額} \quad (1-1)$$

$$\text{設備費} = \text{ケーブルコスト} + \text{布設コスト} + \text{機器コスト}$$

年経费率：8%

また式(1-1)における決定変数は、ケーブル定格電圧、導体サイズ、回線数である。

次に、各コストの考え方について下記に示す。

ケーブルコスト

- ・ケーブルの電圧クラスは、直流の場合 DC525kV, DC320kV, DC150kV の3種、交流の場合 AC275kV, 154kV の2種から選択する。
- ・導体サイズは直流、交流の場合ともに、2500mm², 2000mm², 1600mm², 1200mm², 800mm² の5種から選択する。
- ・よって、ケーブル種は直流の場合 3 電圧クラス × 5 導体 = 15 種類、交流の場合 2 電圧クラス × 5 導体 = 10 種類から選択するものとする。
- ・ケーブル回線数は、各種ケーブルの許容電流を考慮し WF 発電電力を送電するために必要なケーブル回線数を算出する。

- ・交流送電の場合は、送電距離に応じて増加する充電電流（無効電流）を考慮した。
- ・各ケーブルのコストは、ケーブル構造に応じた比率として算出するものとし、コスト値は National Grid 発行のコストデータ^{※1}に基づくものとする。

※1 National Grid, Electricity Ten Year Statement 2015, Appendix E, pp 80 - pp 91, 2015

布設コスト

- ・ケーブルは1条ごとに布設するものとし、ケーブル種による布設コストの変動は考慮しないものとする。
- ・ケーブル長が長くなることで、ケーブル全長を1回で敷設できずに、途中で船上ジョイントが必要となる場合があるが、今回はこれを考慮しない。
- ・コスト値は National Grid 発行のコストデータ^{※1}に基づくものとする。

機器コスト（直流送電システムの場合）

- ・直流送電方式は Symmetric Monopole とし、ケーブルの回線数によらず、送電線の両側にそれぞれ1台ずつ変換器を設置する。
- ・変換器は自励式変換器とする。
- ・コスト値は National Grid 発行のコストデータ^{※1}に基づくものとする。

機器コスト（交流送電の場合）

- ・交流送電の場合、陸側の連系点での電圧変動対策として無効電力補償装置の設置が必要となる。
- ・本検討では、ケーブルで発生する無効電力 Q_c を消費するために、ケーブルの両端に $Q_c/2$ の容量を持つ装置を設置することとする。
- ・また、 $Q_c/2$ の容量を持つ無効電力補償装置の設置により、無効電流が半減し AC 送電の必要回線数が低減できる場合がある。また、送電ロスの低減にもつながる。これらの効果を考慮してコスト評価するものとする。
- ・装置の種類は、WF 側に ShR, 陸側に STATCOM を設置することとする。
- ・コスト値は National Grid 発行のコストデータ^{※1}に基づくものとする。

送電ロス額

- ・ケーブルに送電される皮相電流により発生する発熱をロスとして考慮する。
- ・交流送電の場合は、導体損失、絶縁体損失、シース損失、鉄線損失を考慮する。
- ・直流送電の場合は、導体損失のみ考慮する。
- ・複数の回線で送電する場合は、それぞれのケーブルに流れる皮相電流の値を用いて、送電ロスを算出する。
- ・送電ロスのコスト換算には、FIT 価格 36 円/kWh, 2030 年目標風力発電コスト 9 円

/kWh のそれぞれの場合について検討する。

上記コストの考え方にに基づき下記の 4 パターンに対する最適化を実施し、その際の交直損益分岐点を定量的に評価した。

- ①-1. 一定出力 1000MW (定格衆力の 100%), ロス換算 36 円/kWh
- ①-2. 一定出力 1000MW (定格出力の 100%), ロス換算 9 円/kWh
- ①-3. 一定出力 200MW (定格出力 20%), ロス換算 36 円/kWh
- ①-4. 一定出力 200MW (定格出力 20%), ロス換算 9 円/kWh

② 開発ステップ 2

開発ステップ 1 では WF の出力を常時一定として検討していたが、ステップ 2 においては WF の設備利用率を考慮する。本開発では東電 PG 殿が検討対象としていた WF 定格出力 50%, 平均出力 19% の設備利用率データを検討対象とする WF の各定格出力に応じた拡大、縮小して用いた。

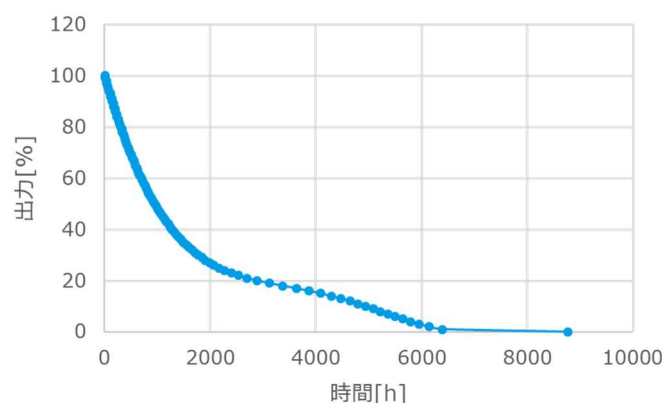


図 3-2-15 開発ステップ 2 における WF の設備利用率 (出力時間特性)

WF の設備利用率を考慮したコスト評価とするため、開発ステップ 1 の式 (1-1) における送電ロス額について、設備利用率を考慮した送電ロスを計算する。つまり、送電ロスを算出する際の電流値について図 3-2-15 に示される出力時間特性に応じた値を用いて算出するものである。これにより、開発ステップ 1 と同様の方法で設備利用率を考慮したコスト評価が可能となる。

上記の考え方にに基づき、下記 2 パターンに対する最適化を実施し、その際の交直損益分岐点を定量的に評価した。

- ②-1. WF の定格出力 1000MW
- ②-2. WF の定格出力 350MW

③ 開発ステップ 3

開発ステップ 3 においては、送電システムの設備容量の最適化を図る。風力発電の

ような自然変動電源は定格の 100%で運転する時間が極めて少なく、送電システムの設備容量を WF の定格容量と同容量とした場合に過積載となる可能性が考えられる。そこで、図に示す通り、送電システムの設備容量を WF の定格容量以下とした場合の機会損失額をコスト評価に加える事により、送電システムの設備容量の最適化を図るものである。

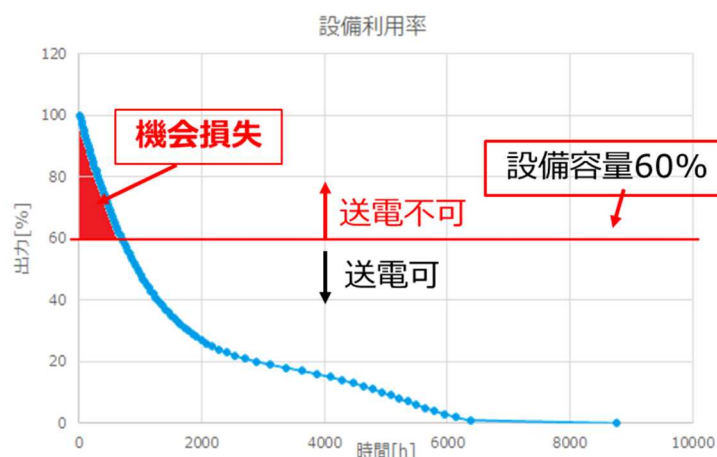


図 3-2-16 送電システム設備容量の最適化

よって、送電システム設備容量の最適化を目的とするコスト評価方法は式(1-2)で示されるシステム年経費の最小化である。式(1-2)で示されるコスト項目のうち、機会損失額以外の項目は、開発ステップ2と同様の考え方である。

$$\text{システム年経費} = \text{年経費率} \times \text{設備費} + \text{送電ロス額} + \text{機会損失額} \quad (1-2)$$

$$\text{設備費} = \text{ケーブルコスト} + \text{布設コスト} + \text{機器コスト}$$

年経費率：8%

ここで、機会損失額について下記の通り評価するものである。

機会損失額

- ・ WF の設備利用率は開発ステップ2 で用いたものと同様とする。
- ・ WF 出力が設備容量を超過した場合、その超過分は送電不可となり機会損失となる。

WF 出力が設備容量を超えない場合は、機会損失は0である。

- ・ 機会損失のコスト換算には、FIT 価格 36 [円/kWh] または、2030 年目標発電コスト 9 [円/kWh] を用いる。

上記の考え方に基づき、WF 定格出力 1000MW に対する最適化を実施し、その際の交直損益分岐点を定量的に評価した。

ii. 海洋環境に応じた最適海底ルート設計手法の開発

海底ケーブルの敷設ルートは、水深、海底地質等の自然環境条件と、漁業権エリア、自衛隊演習区域等の社会環境条件の複数の条件を考慮して設計しなければならない。また、自然環境条件は布設コスト及びケーブル資材コストに直接的に影響を及ぼす要因であり、これらの海洋条件を包括的に考慮しつつ、定量的に最も低コストとなる海底ルートを設計する事は煩雑かつ工期を要する作業である。特に、日本近海は水深 1000m を超える深海エリアも複数あり、最短海底ルートが最小コストとは限らない状況が多々存在する。そこで、本開発では、複数の海洋環境条件を同時に考慮し、最も低コストとなる海底ルートを設計する最適化手法を開発した。

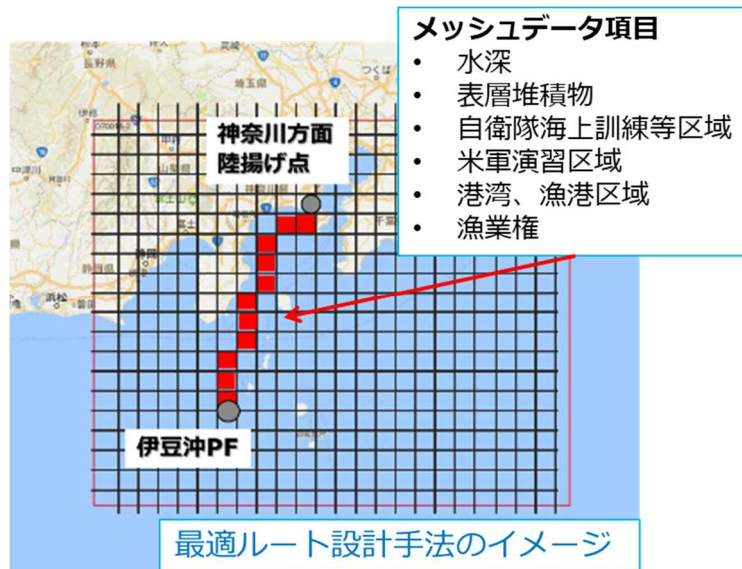


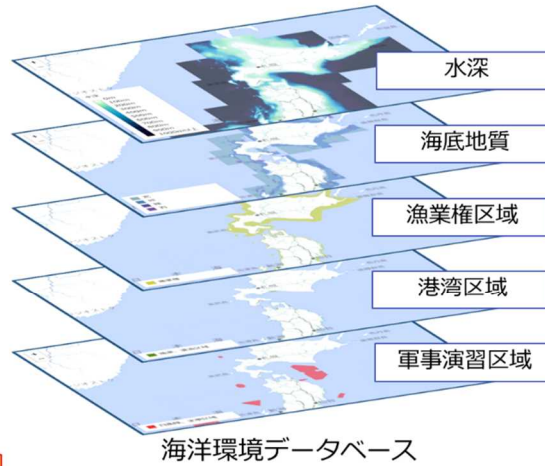
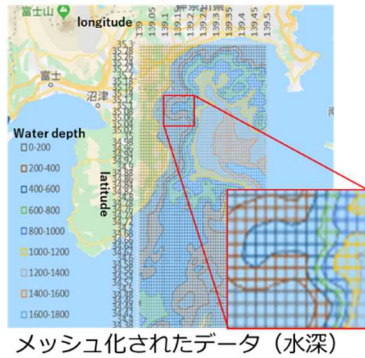
図 3-2-17 海底ルート最適設計手法のイメージ

① 海洋環境データベースの開発

本開発では、海底ルート設計で考慮すべき主要な海洋環境条件として、日本近海の水深、海底地質、漁業権区域、港湾区域、軍事演習区域の 5 項目を採用した。各データはメッシュ化され、5 層のデータレイヤとしてデータベース化した。

海洋環境データ

- 自然環境条件:
 - ・水深
 - ・海底地質
- 社会環境条件:
 - ・漁業権区域
 - ・港湾区域
 - ・軍事演習区域



- 各データは約500mメッシュで区切られ、それぞれのデータレイヤに格納される。

図 3-2-18 海洋環境データベース

② 海洋環境条件とコストの関係

コスト評価は、式(2-1)で示される送電設備建設コストの総和の最小化を目的として最適化するものとした。

$$\text{海底送電設備建設コスト} = \text{布設コスト} [/\text{km}] \times \text{ケーブル長} [\text{km}] + \text{ケーブル資材コスト} [/\text{km}] \times \text{ケーブル長} [\text{km}] + \text{艀装コスト} \quad (2-1)$$

ここで、布設コストとケーブル資材コストは、水深、海底地質の組み合わせにより変動するコストである。そこで、水深、海底地質の組み合わせ条件と各コストを下記の様に仮定する事とした。

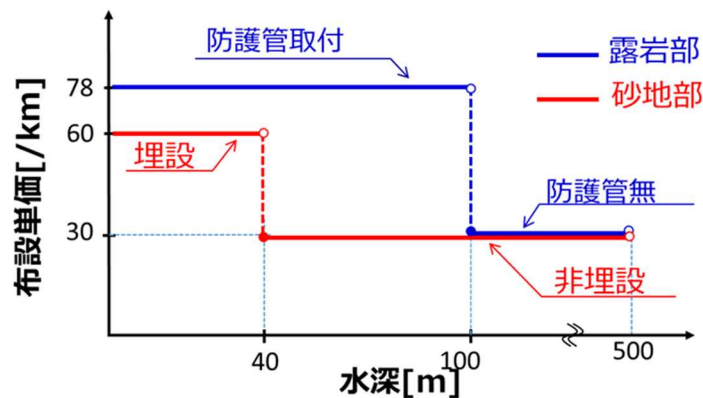


図 3-2-19 布設コストと自然環境条件の関係

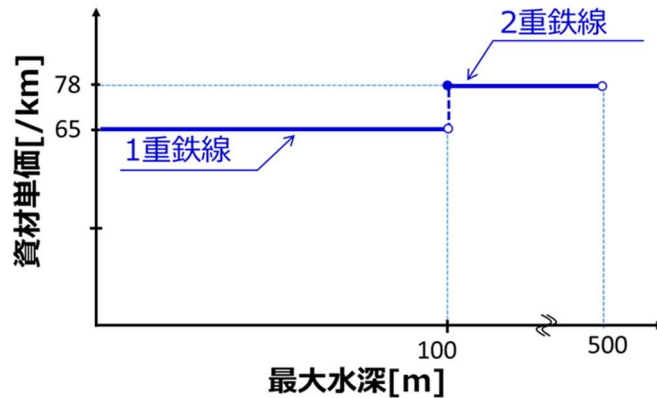


図 3-2-20 ケーブル資材コストと自然環境条件の関係

また、船の艀装は海底ケーブル敷設中にかかる最大張力に耐え得るブレーキ設備と仮定し、最大張力はルート中の最大水深で決定される。そのため、艀装コストはルート中の最大水深によって変動し、その関係を下記のように仮定した。

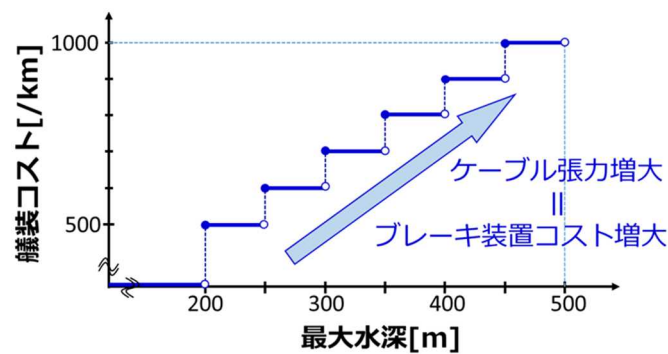


図 3-2-21 艀装コストと水深の関係

③ 海底ルート最適化アルゴリズムの開発

本開発では、一般に最短ルートを探るアルゴリズムである、ダイクストラ法を用いて最小コストとなる海底ルートを探る手法を開発する事とした。ダイクストラ法は一般に、スタート地点からゴール地点までの複数あるルートのうち、最短距離となるルートを探る手法である。本開発では図 3-2-22 に示すように、海洋環境データベースのメッシュ上で海底ケーブル建設の両端地点をスタート地点、ゴール地点として設定し、スタート地点からゴール地点まで近接するメッシュを選択しながら最適ルート設計を行うものとする。ただし、本開発においては最短ルートではなく、最小コストとなるルートを設計する必要がある。そこで、海洋環境データが格納された各メッシュ間の距離 d に、水深と海底地質で決定される敷設コストを重みづけする事により、各メッシュ間の距離を各メッシュ間の敷設コストとして定義する事が可能

となり、最短経路=最小コスト経路として、コスト最小となる最適ルート設計をすることが可能となる。

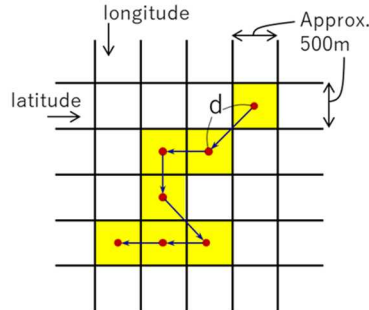


図 3-2-22 最適化アルゴリズムの開発

また、海底ケーブルは海底地面に沿って敷設されるため、探索されたルート長（ケーブル長）は海底地形の高低差と地球楕円形を考慮した長さでなければならない。そこで、各メッシュ間の距離の算出は、地球楕円形を考慮した水平距離と、メッシュ間の海底高低差を考慮した垂直距離から三平方の定理を用いて算出し、各メッシュ間の距離 d の総和をルート長と定義した。

② 風車集電ケーブル配策設計

風車の大規模化に伴い、集電ケーブルは 33kV から 66kV レベルへ高電圧化されている傾向にある。本検討においては、下記に示すウィンドファームをモデルとして、風車集電ケーブル配策設計手法を開発した。

表 3-2-3 集電系統の基本パラメータ

集電電圧V [kV]	66
周波数 f [Hz]	50
力率	0.9
WF容量 [MW]	500
風車出力P [MW]	10
風車基数 [基]	50

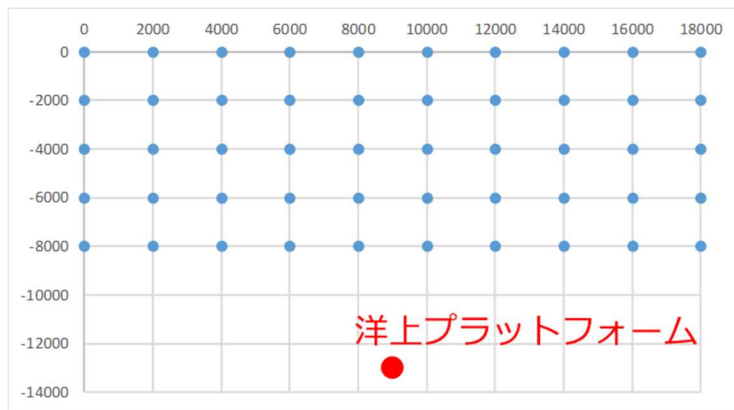


図 3-2-21 風車位置と洋上 PF 位置の座標

集電ケーブルは導体サイズ $80\text{mm}^2 \sim 500\text{mm}^2$ までの 7 種類であり、各ケーブルにはそれぞれのコスト、許容電流値を設定する。ケーブルは導体サイズが大きくなるほど、コスト、許容電流値ともに大きくなる。本検討では、ケーブルコストを最も小さくする集電ケーブル配策設計手法を開発する。

設計の制約条件は、ケーブル通電電流が許容電流値を越えない事である。ケーブルの通電電流は風車出力の電流に加えて、ケーブルで発生する充電電流も考慮しなければならない。

下記の式 (3-1) で示される集電ケーブルのコスト最小化を目的として、最適化設計手法を開発した。

$$\begin{aligned} \text{集電ケーブルコスト} &= \text{Cable1 の単価} \times \text{風車 G1-風車 G2 間距離} \\ &+ \text{Cable2 の単価} \times \text{風車 G2-風車 G3 間距離} \\ &+ \dots \end{aligned} \quad (3-1)$$

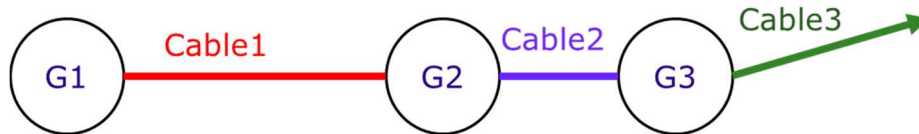


図 3-2-24 風車間ケーブルコストの考え方

ケーブルの単価は導体サイズごとに比率で設定する。

また、制約条件として、選択されるケーブルの許容電流は風車間ケーブルに流れる皮相電流よりも大きいものとする。

本開発では上記モデルに基づき、集電ケーブルの最適配策手法を開発した。

③ 電力品質解析

洋上集電システムの電力品質評価は、次のステップにて実施した。

i. 電力品質の検討対象

洋上風力の直流送電システムにて想定される電力品質の課題を次に挙げる。

【洋上交流集電システム】 系統が比較的弱いので、交直変換器や風力発電機内変換器の制御系間の干渉など、さまざまな相互作用による問題が起きうる。ここでは、集電ケーブル系の周波数特性が MMC 変換器出力電圧に与える影響を解析した。

① 風発起動時の過渡現象

集電ケーブル、多数の変圧器が存在

⇒ケーブル・変圧器投入時の過渡現象を解析する。

② 風車発電機の発生高調波による集電系の高調波拡大

⇒周波数-インピーダンス (f-Z) 特性解析と瞬時値解析による高調波拡大を検討する。

なお、風力発電機側のスイッチング成分、フィルタは考慮しない。

【直流送電システム】 変換器制御系による影響が大きい課題であるため、検討対象外とした。

① 交流系統電圧歪と変換器制御系の相互作用

② ケーブル静電容量と変換器側インダクタンスによる直流系統の共振

③ 直流系統故障時の過渡電圧・電流

【陸上交流システム】 直流送電システムと同様に、変換器制御系による影響が大きい課題であるため、検討対象外とした。

① 陸上交流系統の特性による高調波共振拡大

② 近接する直流送電システムとの相互作用

すなわち、交流集電システムの周波数特性に重点を置くこととし、ケーブル・変圧器投入時の過渡現象、ケーブルの静電容量による高調波拡大を検討対象とした。

なお、その他の変換器制御系による影響が大きい課題については、個別案件での検討に委ねることとした。

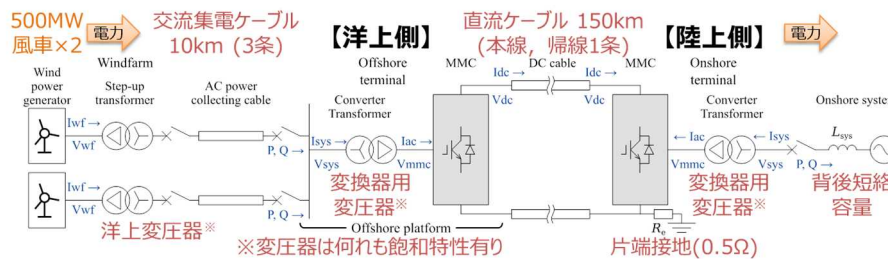
さらに、低コスト送電方式として注目されている、洋上側交直変換器にダイオード整流器を適用した場合についても、集電システムにおける高調波拡大の検討を行った。

ii. 洋上自励式直流送電システムモデルの構築

標準仕様書と CIGRE 標準※を基に WF 定格出力は 1000MW、直流電圧は+500kV-0kV とし、洋上集電系統解析に使用する 2 端子直流送電システムの解析モデルを瞬時値解析ソフト PSCAD にて構築した。

系統構成と各パラメータを図 3-2-13 に示す。洋上風力発電機を 154kV 交流ケーブルで集電し、MMC で直流に変換、直流ケーブル（本線 1 条，帰線 1 条）を介し、陸上側 MMC で交流に変換、短絡容量模擬の交流系統と連系した。集電ケーブル・直流ケーブルは定格電圧・電流により絶縁体厚さ・導体断面積が設定された分布定数モデルとした。

※ CIGRE WG B4.57: “Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid”, TB604 (2014.11)



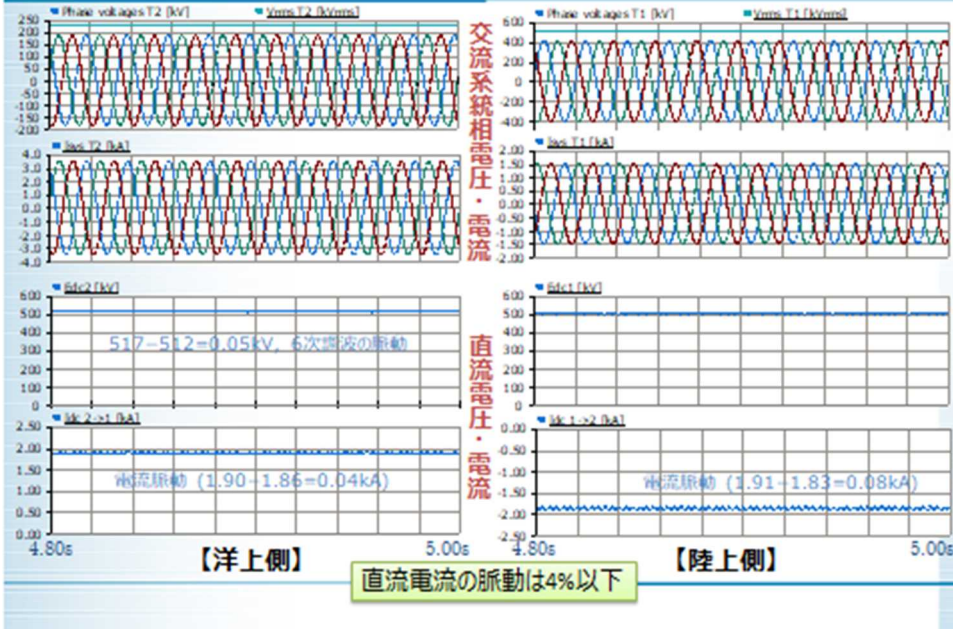
MMC模擬	チョップセル，詳細等価回路モデル (Type 4) でセルを模擬
風車模擬	クラスタごとに5MW-DCリンクタイプの単純平均値モデル 1台に集約し，出力を100倍 (500MW/クラスタ※2)

	洋上側	陸上側	根拠
回路構成	Asymmetric Monopole (導体帰路, 陸上端接地)		平成30年2月20日 システムWG資料4-2を基に非対称単極 (500kV, 0kV)※
送受電電力 P	2×500 MW	1000 MW	標準仕様書 2.1節「洋上WFとして500MW～1,000MW級を想定」
背後短絡容量 P _s	-	50 GVA (SCR = 50, R _s /X _s = 1/20)	強い系統を仮定 (陸上側の電力品質は検討対象外)
直流電圧 V _{dc}	+500 kVdc / -0 kVdc		標準仕様書 2.1節「DC500kV級を想定」
交流電圧 V _{sys}	154 kV (50 Hz)	500 kV (50 Hz)	標準仕様書 図2.2.1「集電系統での～電圧階級」, 2.1節「陸上～AC500kV系統を想定」
単位静電定数 H	42 ms (H = E _{mmc} / P = 42 MJ / 1000 MW)		CIGRE B4.57 6.3.1節より 30-40 kJ/MVA for ripple of v _c < 10%
変換器ローカル制御 (P, Q制御)	CVCF制御 (有効・無効電力制御は洋上WFにより決定)	DC-AVR制御 AC-AVR制御	標準仕様書 表3.2.1「各端子でのローカル制御モード」を基に設定

図 3-2-25 自励式交直変換器による洋上風力直流送電モデル構成

さらに図 3-2-26 に示すように、構築したモデルにて、正常な定格電力送電が行えることと、MMC も正常に変換動作をしていることを確認した。

定常運転状態 (500MW×2運転)



MMCセルの動作 (定常送電時)

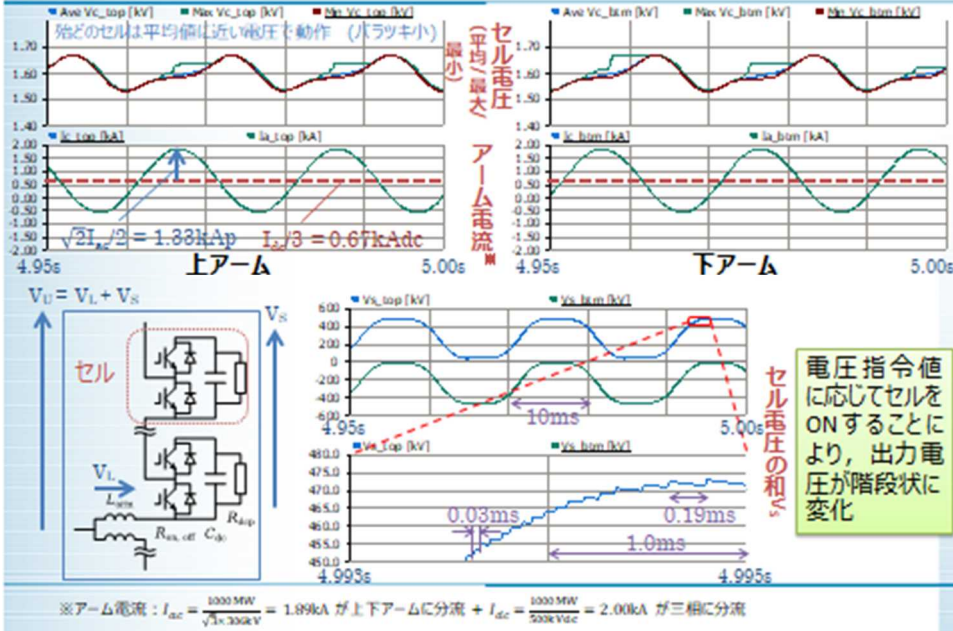


図 3-2-26 定格運転 (1GW 定常送電) 状態での各部電圧・電流波形

iii. 洋上集電システムの電力品質（過電圧・高調波共振）解析

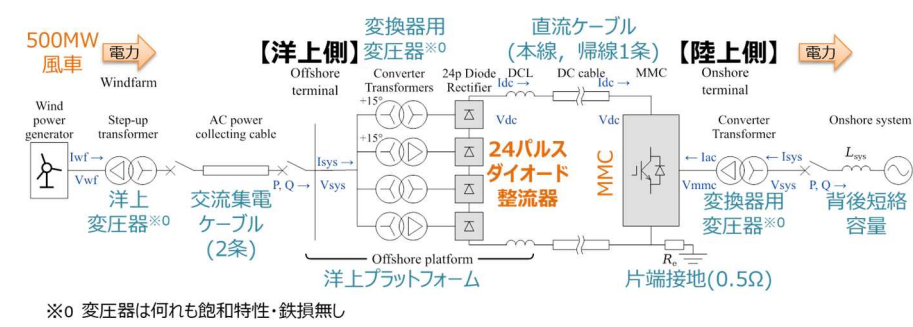
(ア) 標準的送電方式（両端 MMC 方式）

構築したモデルを用いて、洋上集電システムに対するケーブル・変圧器投入時の過渡現象と高調波共振の解析を実施し、その設計時に考慮すべき課題と、対策技術を検討した。

(イ) 低コスト送電方式（洋上ダイオード整流器方式）

洋上風力発電では送電方向が風車側から陸上側への一方向であることから、1970年代に提唱された送電側をダイオード整流器とする方式^{※1}（以下、ダイオード整流器方式）を洋上プラットフォームに適用できる。この方式は送電側に自励式変換器を採用した場合に比べ、プラットフォームの重量・容積・コストを削減できるとして注目されている^{※2}。この方式に対しても、実用化に向けた検討の一環として、洋上集電システムの電力品質上の主要な課題となる高調波共振の検討を実施した。

洋上自励式交直変換器の場合と同様、標準仕様書と CIGRE 標準を基に構築したモデルを次の図に示す。洋上交直変換器を MMC から 24 パルスダイオード整流器に変更し、直流端に平滑リアクトル (DCL) を追加した他は、前述のモデルと同じ条件である。ダイオード整流器方式ではケーブル・変圧器の順次投入時の過渡解析は実施しない為、洋上集電システムは 1 クラスター (500MW) に単純化した。



※0 変圧器は何れも飽和特性・鉄損無し

陸上MMC模擬	チョップセル, 詳細等価回路モデル (Type 4) でセルを模擬
風車模擬	500MW/クラスター × 1クラスター ^{※3}

図 3-2-27 洋上ダイオード整流器方式 送電モデル構成

※1 町田武彦：「ダイオード変換装置を用いた直流送電の制御保護方式」, 電気学会論文誌 B, Vol. 98, No. 1, pp. 49-56 (1978.1)
 ※2 T. Hammer, et al.: “Diode-Rectifier HVDC link to onshore power systems: Dynamic performance of wind turbine generators and Reliability of liquid immersed HVDC Diode Rectifier Units”, CIGRE Paris 2016 Session, B4-121 (2016.8)

(イ) 研究開発成果

① 500kV 直流ケーブルシステム設計

i. 直流送電システムと交流送電システムのコストの比較と最適ケーブル仕様設計

開発ステップ1での検討結果を①～④に示す。下記の結果より、交直損益分岐点は、WF 定格容量が大きいほど、送電ロスの換算額が大きいほど短距離となる（直流がコスト有利となる）傾向がわかる。

①一定出力 1000MW, ロス換算額 36 円/kWh

表 3-2-4 直流システム最適解①（一定出力 1000MW, 36 円/kWh）

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	2500	2500	2500	2500
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	231	1154	2308	3462
機器コスト	2583	2583	2583	2583
ロス額	67	336	673	1009
総コスト	2881	4074	5564	7055

表 3-2-5 交流システム最適解①（一定出力 1000MW, 36 円/kWh）

AC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	2500	2500	2500	2500
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	766	3828	7656	11484
機器コスト	92	458	914	1370
ロス額	708	3708	8480	15382
総コスト	1565	7994	17051	28236

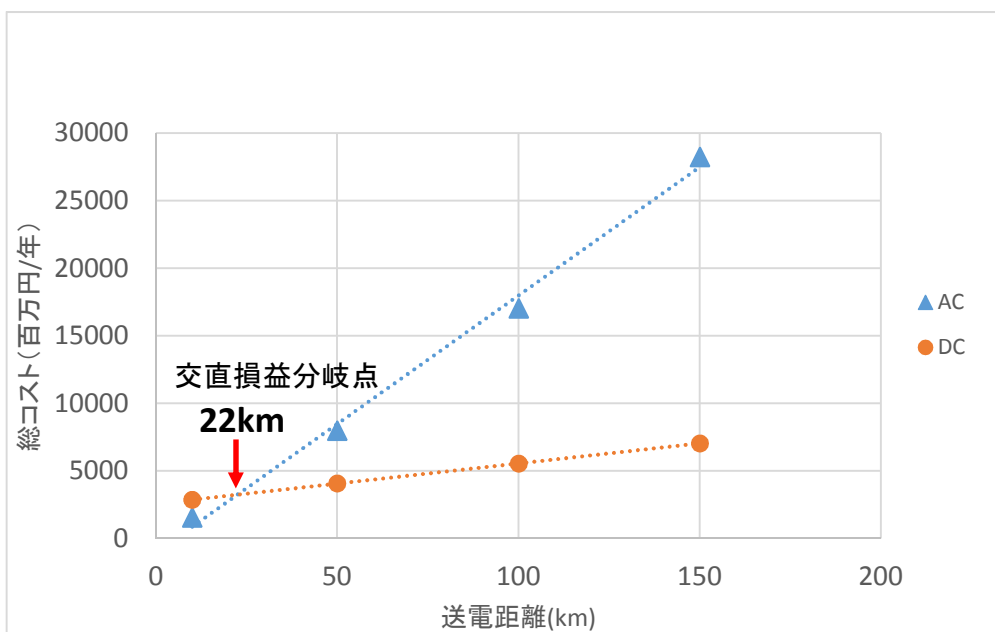


図 3-2-28 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点①

② 一定出力 1000MW, ロス換算額 9 円/kWh

表 3-2-6 直流システム最適解② (一定出力 1000MW, 9 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	1200	1200	1200	1200
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	194	971	1942	2913
機器コスト	2583	2583	2583	2583
ロス額	34	170	340	511
総コスト	2812	3725	4866	6007

表 3-2-7 交流システム最適解② (一定出力 1000MW, 9 円/kWh)

AC	10	50	100	150
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	1600	1600	1600	1600
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	674	3371	6741	10112
機器コスト	77	385	768	1152
ロス額	239	1236	2725	4722
総コスト	990	4991	10234	15986

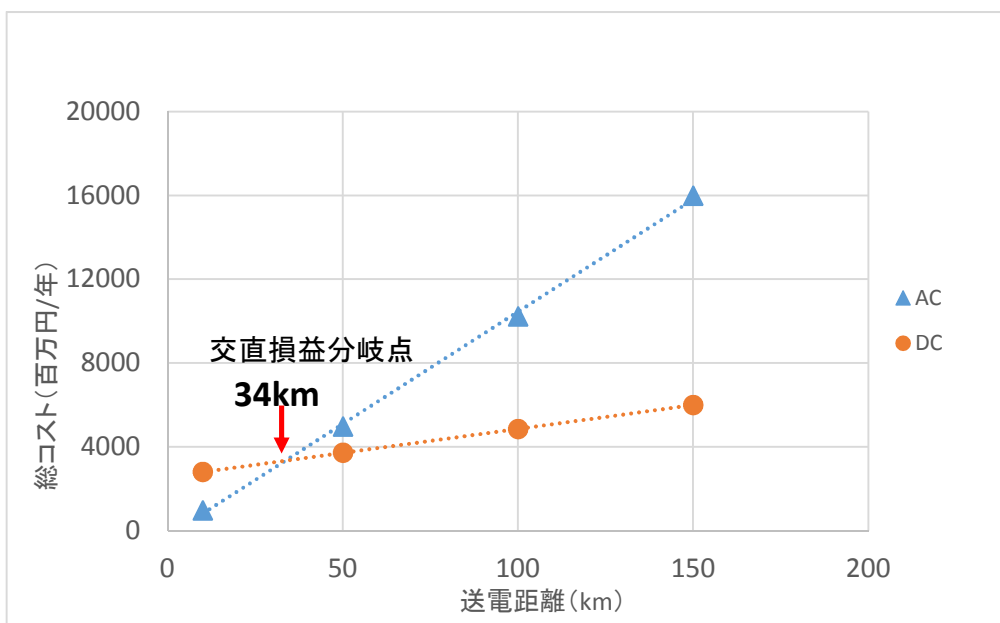


図 3-2-29 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点②

③ 一定出力 200MW, ロス換算額 36 円/kWh

表 3-2-8 直流システム最適解③ (一定出力 200MW, 36 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	182	910	1820	2730
機器コスト	2583	2583	2583	2583
ロス額	8	40	80	120
総コスト	2773	3533	4483	5433

表 3-2-9 交流システム最適解③ (一定出力 200MW, 36 円/kWh)

AC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	800	800	1200	1200
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	583	2913	6375	9562
機器コスト	60	298	685	1027
ロス額	74	561	1914	5536
総コスト	716	3771	8974	16124

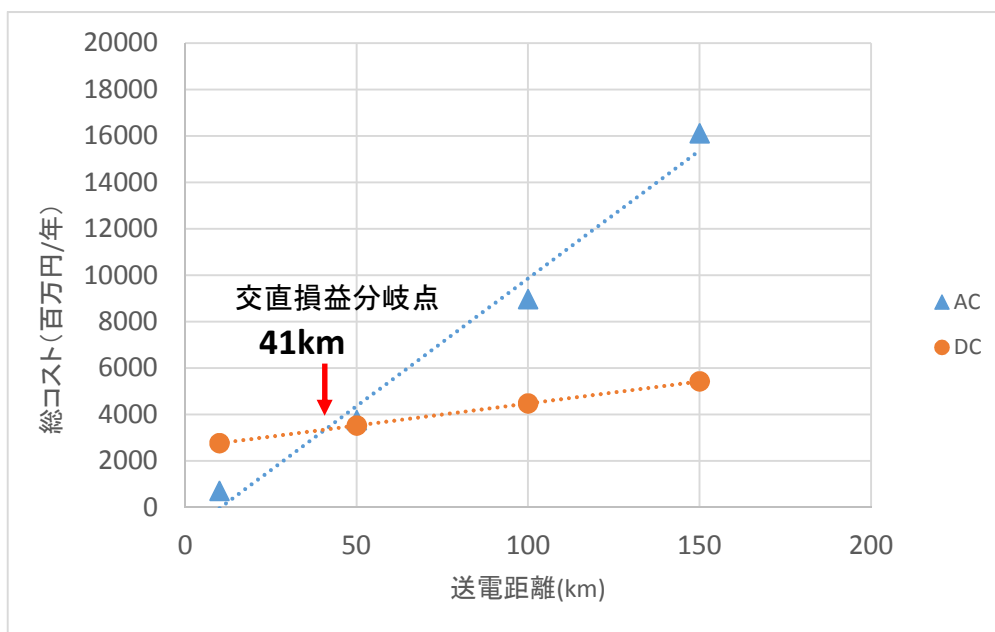


図 3-2-30 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点③

④ 一定出力 200MW, ロス換算額 9 円/kWh

表 3-2-10 直流システム最適解④ (一定出力 200MW, 9 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	182	910	1820	2730
機器コスト	2583	2583	2583	2583
ロス額	2	10	20	30
総コスト	2767	3503	4423	5343

表 3-2-11 交流システム最適解④ (一定出力 200MW, 9 円/kWh)

AC	10	50	100	150
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	800	800	1200	1200
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	583	2913	6375	9563
機器コスト	60	298	685	1027
ロス額	19	140	479	1384
総コスト	660	3351	7538	11973

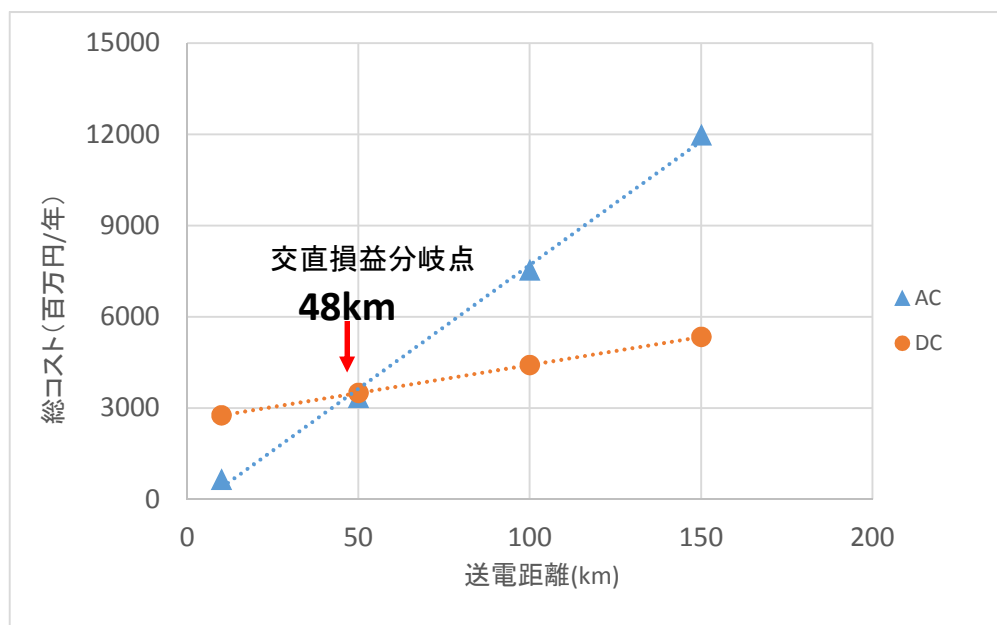


図 3-2-31 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点④

次に、設備利用率を考慮して評価した開発ステップ2の結果を下記図に示す。設備利用率を考慮した場合、開発ステップ1の一定出力の場合に比べて交直損益分岐点は長距離となる傾向にある事がわかる。

⑤ WF 定格出力 1000MW, 稼働率考慮, ロス換算額 9 円/kWh

表 3-2-12 直流システム最適解⑤ (定格出力 1000MW, 稼働率考慮, 9 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	182	910	1820	2730
機器コスト	2583	2583	2583	2583
ロス額	4	21	42	64
総コスト	2770	3515	4446	5377

表 3-2-13 交流システム最適解⑤ (定格出力 1000MW, 稼働率考慮, 9 円/kWh)

AC	10	50	100	150
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	800	800	1200	1200
回線数	2	2	2	2
ケーブルコスト	583	2913	6375	9563
機器コスト	60	302	694	1041
ロス額	28	176	525	1353
総コスト	671	3391	7594	11957

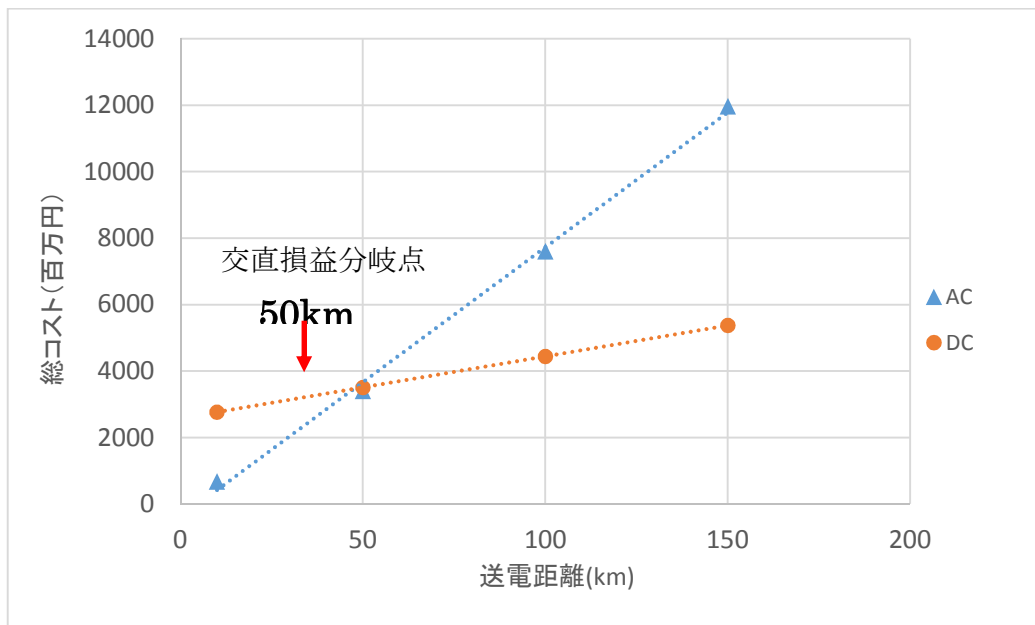


図 3-2-32 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点⑤

⑥ WF 定格出力 350MW, 稼働率考慮, ロス換算額 9 円/kWh

表 3-2-14 直流システム最適解⑥ (定格出力 350MW, 稼働率考慮, 9 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
定格電圧	320	320	320	320
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	176	880	1759	2639
機器コスト	1372	1372	1372	1372
ロス額	5	25	50	75
総コスト	1553	2277	3181	4086

表 3-2-15 交流システム最適解⑥ (定格出力 350MW, 稼働率考慮, 9 円/kWh)

AC	10	50	100	150
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	291	1457	2913	4370
機器コスト	31	152	302	454
ロス額	7	52	213	591
総コスト	329	1661	3429	5415

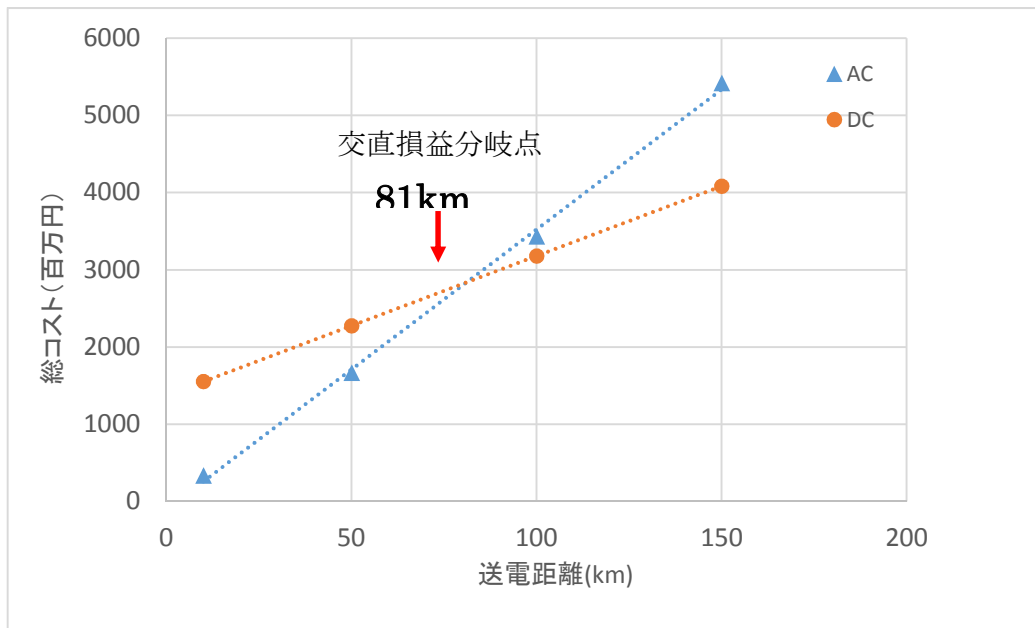


図 3-2-33 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点⑥

最後に、送電システムの設備容量の最適化結果を図 3-2-34 に示す。設備容量の最適化の結果、交流システムでは WF の定格容量未満のシステムが選択され、機会損失が発生しているが、直流システムの場合は定格容量未満のシステムは選択されなかった。また、交直損益分岐点は交流システムのコストのみが低下した事により、開発ステップ 2 の WF 定格容量 1000M の時より長距離化した。

⑦ 設備容量の最適化, WF 定格出力 1000MW, 稼働率考慮, ロス換算額 9 円/kWh

表 3-2-16 直流システム最適解⑦ (設備容量最適化, 1000MW, 稼働率考慮, 9 円/kWh)

DC	10km	50km	100km	150km
設備容量	1000	1000	1000	1000
定格電圧	525	525	525	525
導体サイズ	800	800	800	800
回線数	1	1	1	1
ケーブルコスト	182	910	1820	2730
機器コスト	2583	2583	2583	2583
送電ロス額	4	21	42	64
機会損失額	0	0	0	0
総コスト	2770	3515	4446	5377

表 3-2-17 交流システム最適解⑦（設備容量最適化, 1000MW, 稼働率考慮, 9円/kWh)

AC	10	50	100	150
設備容量	1000	800	700	600
定格電圧	275	275	275	275
導体サイズ	800	2500	2000	600
回線数	2	1	1	1
ケーブルコスト	583	1914	3554	5056
機器コスト	18	207	383	520
送電ロス額	28	166	456	958
機会損失額	0	264	613	1136
総コスト	629	2551	5006	7670

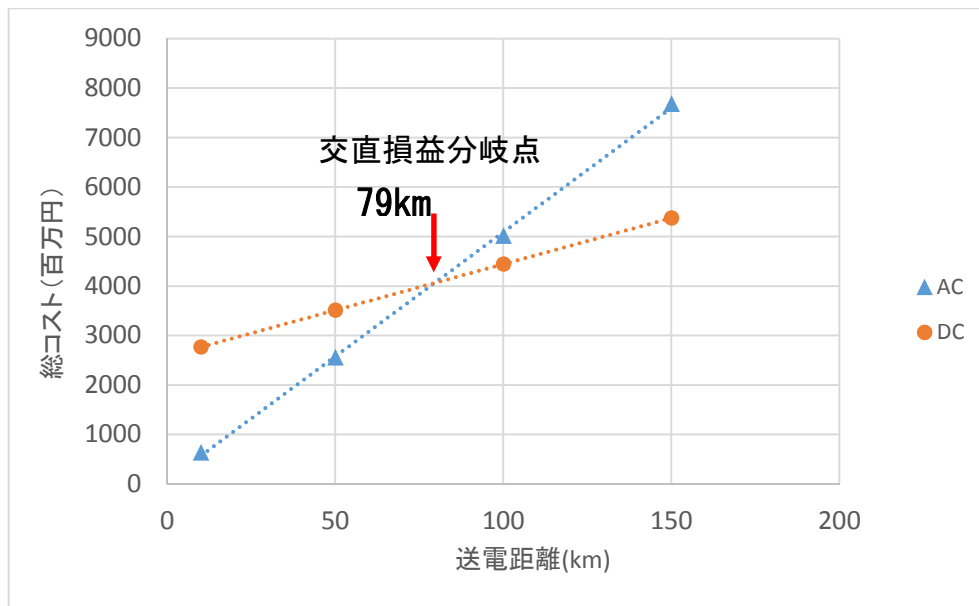


図 3-2-34 送電システムコストと送電距離の相関および交直損益分岐点⑦

我が国のような風力適地と需要地が離れている場合、送電距離が長距離化し事業費に占めるケーブルコストが与えるインパクトが大きくなる。このような状況下、本手法を活用する事により、事業検討の段階において最適な送電方式（直流または交流）、設備容量（ケーブルサイズ）を定量的かつ短工期で評価する事が可能となる。

ii. 海洋環境に応じた最適海底ルート設計手法の開発

図に示す海底ルート設計システムを構築した。日本近海の漁業権区域、港湾区域、軍事演習区域、海底地質、水深のデータが5層のレイヤに格納されている。地図上で任意の2地点を選択する、或いは経緯度座標を入力する事により、数秒で最適海底ルートを設計することができる。

従来手法では、当該海域の海洋データ収集が必要であり、その各種データ情報を包括的に考慮したルート設計に膨大な工期を要していたが、本システムの活用により、大幅な工期短縮と定量的評価を可能にした。

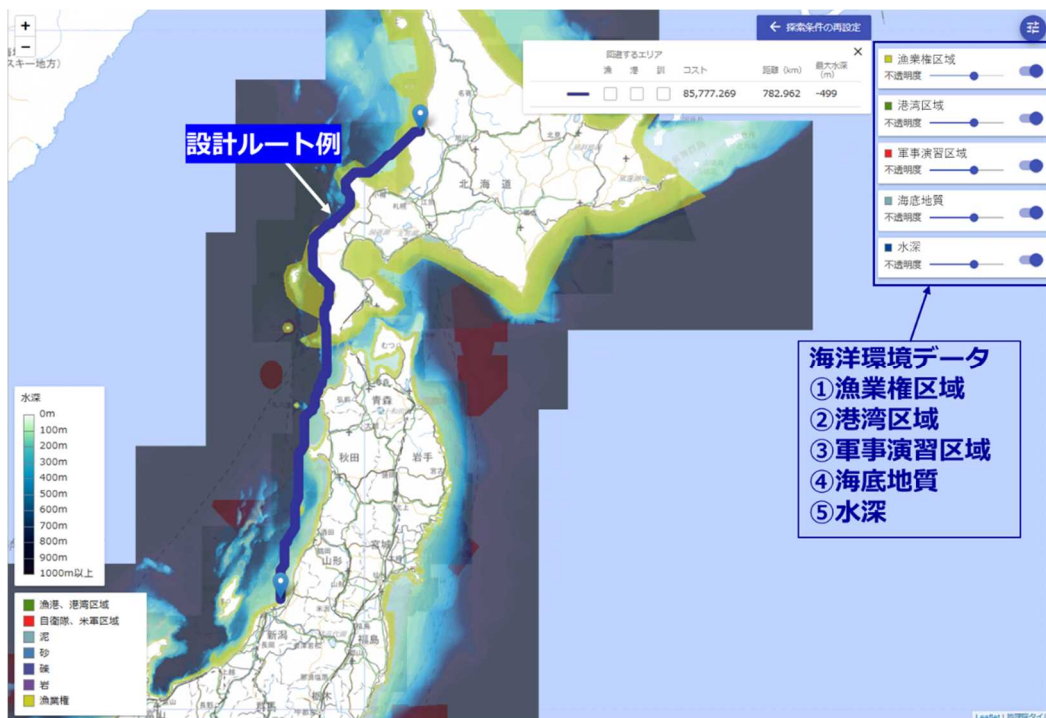


図 3-2-35 海底ルート最適化システムの画面イメージと設計ルート例

⑧ 風車集電ケーブル配策設計

風車集電最適化の計算例を図に示す。

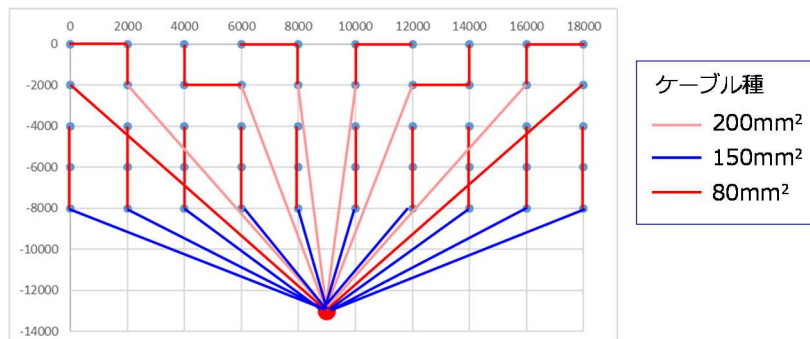


図 3-2-36 風車集電ケーブル配策の計算例①

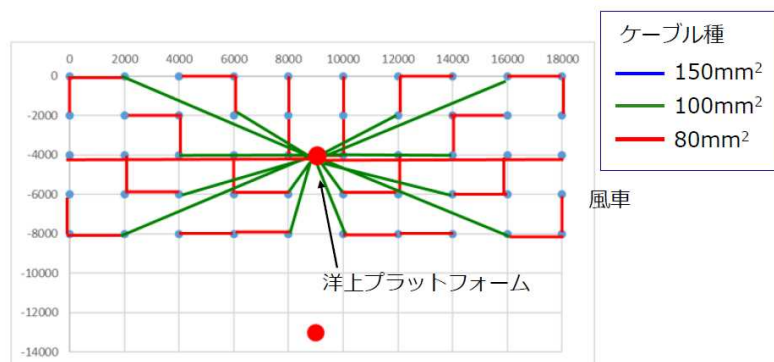


図 3-2-37 風車集電ケーブル配策の計算例②

⑨ 電力品質解析

i. 風力発電起動時の過渡現象

構築した集電システムモデルにより、クラスタ（500MW）単位での風力発電の起動・連系を想定した風車発電機連系前の集電ケーブル・昇圧変圧器の投入に伴う過渡現象解析を行った。過渡解析では、変圧器の飽和特性を考慮し、ケーブルは分布定数としてモデル化した。

解析ケースとして、次の2ケースを対象とした。

- 1) 他に連系されたケーブル・変圧器が無い状態での1クラスタ目の投入
- 2) 既投入ケーブル・変圧器がある状態での2クラスタ目の投入
(1クラスタ目の風車発電機は定格出力中とした)

集電ケーブルや昇圧変圧器の投入シーケンスは標準仕様書に記載が無い為、洋上自励

式交直変換器の立ち上げ完了後、ケーブル→昇圧変圧器の順に投入した。
 ケース番号と遮断器の操作状態を図 3-2-38 に示す。

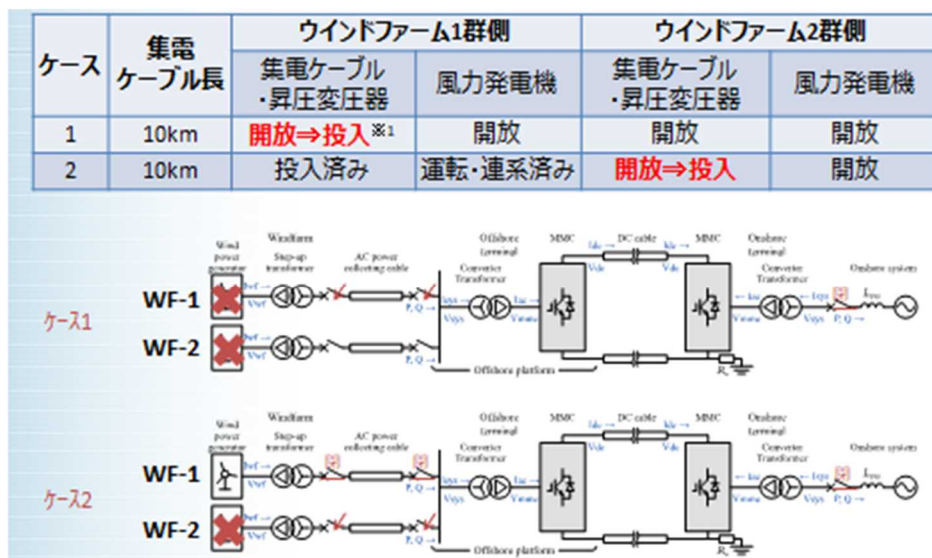
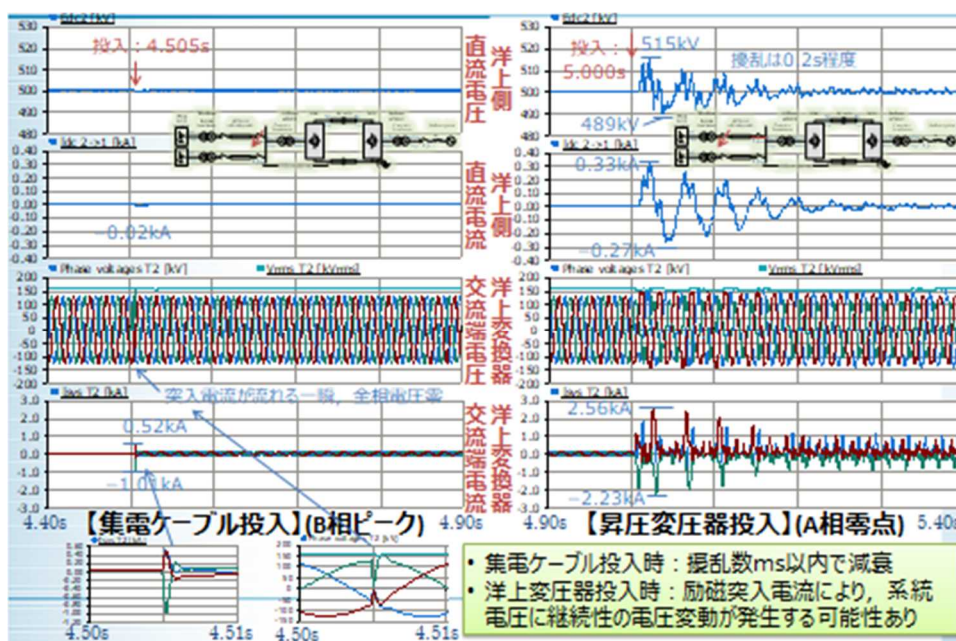
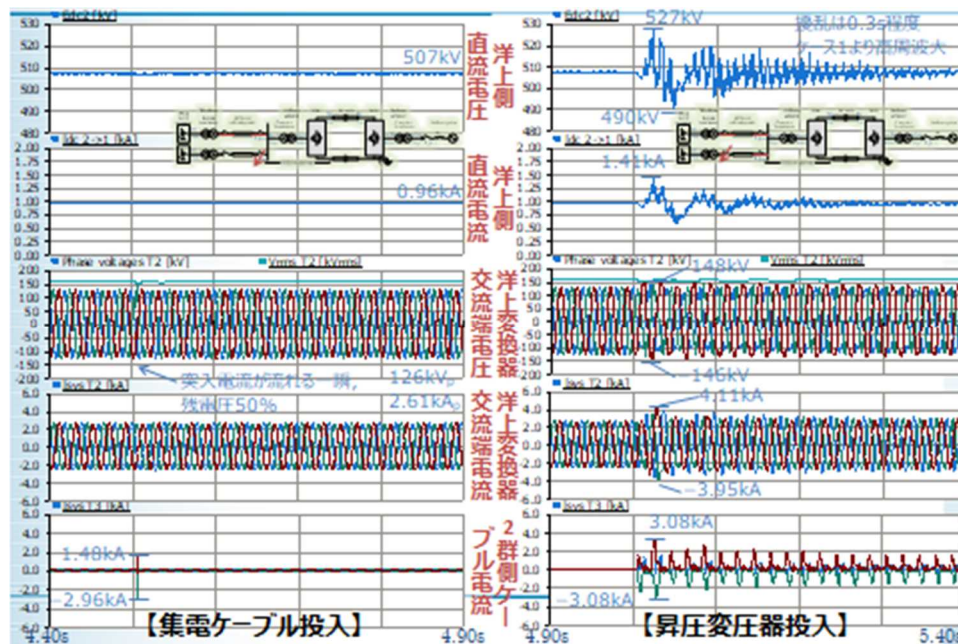


図 3-2-38 解析ケース

過渡解析の結果を図 3-2-39 に示す。集電ケーブル投入時は、投入直後に洋上変換器の交流側電圧が低下するが、その擾乱は数 ms 以内で減衰することが明らかとなった。一方で、33kV/154kV 昇圧変圧器の投入時は、その励磁突入電流により、洋上系統に持続性の電圧変動を発生させる可能性があることを明らかにした。



(a) ケース 1



(b) ケース 2

図 3-2-39 集電ケーブル・昇圧変圧器投入時の電流・電圧波形

ii. 交流集電ケーブル系における高調波拡大：両端 MMC の場合

洋上集電系統にて、変圧器・連系リアクトルと集電ケーブルにより高調波拡大が発生する可能性を検討する為、構築したモデルの簡易等価回路を次の通り設定した。なお、洋上 MMC 変換器は CVCF 運転（自立運転）としたため、変換器制御による影響は小さいと考えられる。

洋上集電系統と陸上系統は直流送電系統で高調波的に分離されていることを確認し、洋上集電系統の範囲のみを等価回路として考慮した。

MMC を「バッファリアクトルのインダクタンス L_{buf} の半分（上下アームの 2 並列）で短絡される基本波電圧源」と仮定した。

交流集電ケーブルのインダクタンスは、風車連系リアクトルや昇圧変圧器に比べて十分小さく無視できると仮定し、交流ケーブルを静電容量 C_{acc} のみで表した。

周波数特性にのみ注目しているため、抵抗分は無視した。

求められた等価回路を図 3-2-40 に示す。これにより、風車端からみた周波数インピーダンス特性（f-Z 特性）解析を実施した結果を続いて図に示す。

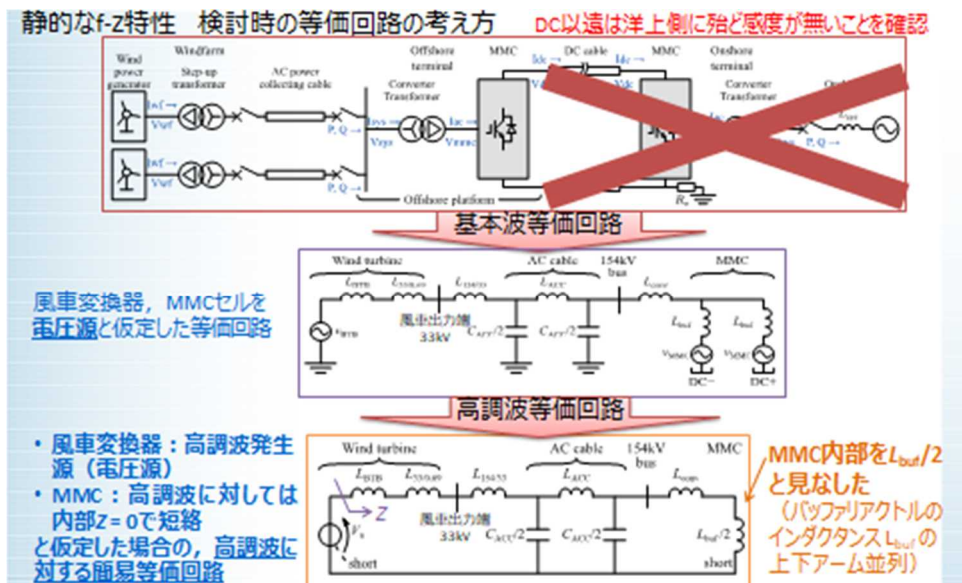


図 3-2-40 集電システムの等価回路

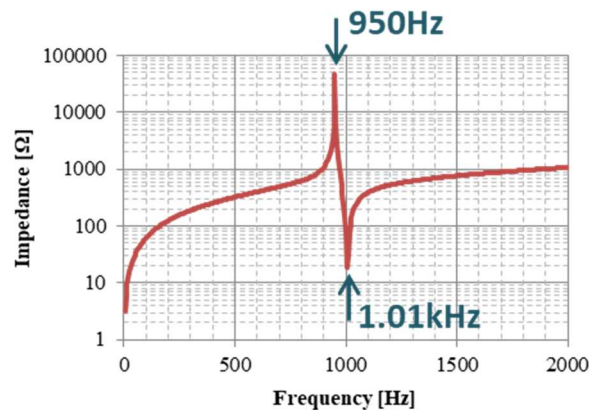


図 3-2-41 風車端から見た集電システムの f-Z 特性

ここで、風車端から見た共振周波数は図の等価回路より次式で求められる。

$$f_r = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{C_{acc}} \left(\frac{1}{L_r} + \frac{1}{L_{mmc}} \right)} \quad [\text{Hz}] \quad (1)$$

これが 1.01kHz となるよう、ケーブル 2 条・5.4km (静電容量 $C_{acc} = 2.6\mu\text{F}$ 相当) を選定した。

一方で、MMC のような自励式交直変換器を有する系統では、その運転状態での f-Z 特性解析 (動的 f-Z 特性解析) が、より正確な高調波拡大の予測には必要と考えられる。そこで、風車側電源を次のように設定し、MMC を運転した状態で周波数を変化させて共振点を探索する瞬時値解析手法を適用した。

<風車側電源の設定>

基本波（50Hz）電圧源

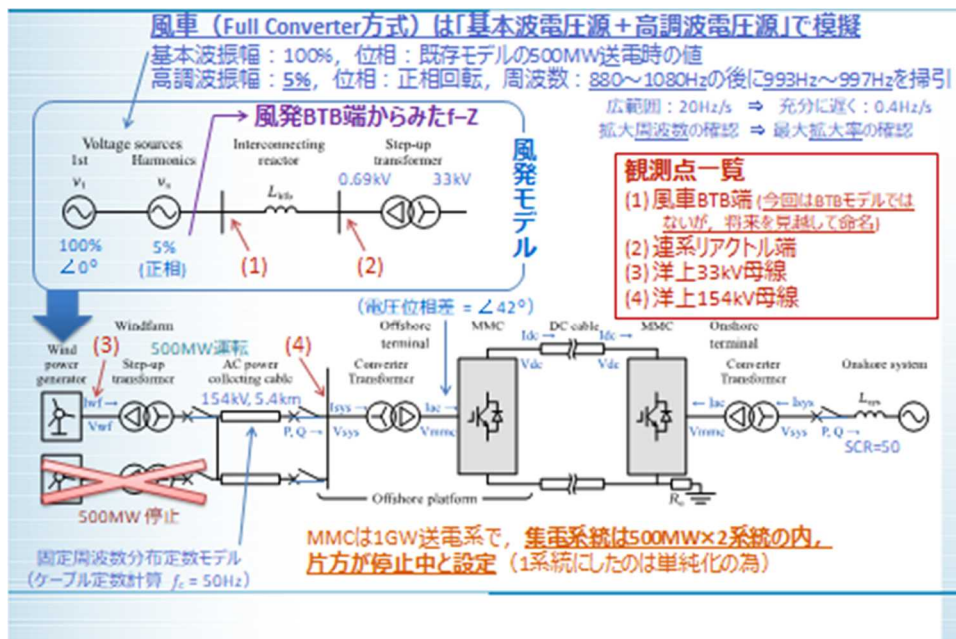
振幅：100%、位相：定格 500MW 送電となる位相角とした。

高調波電圧源

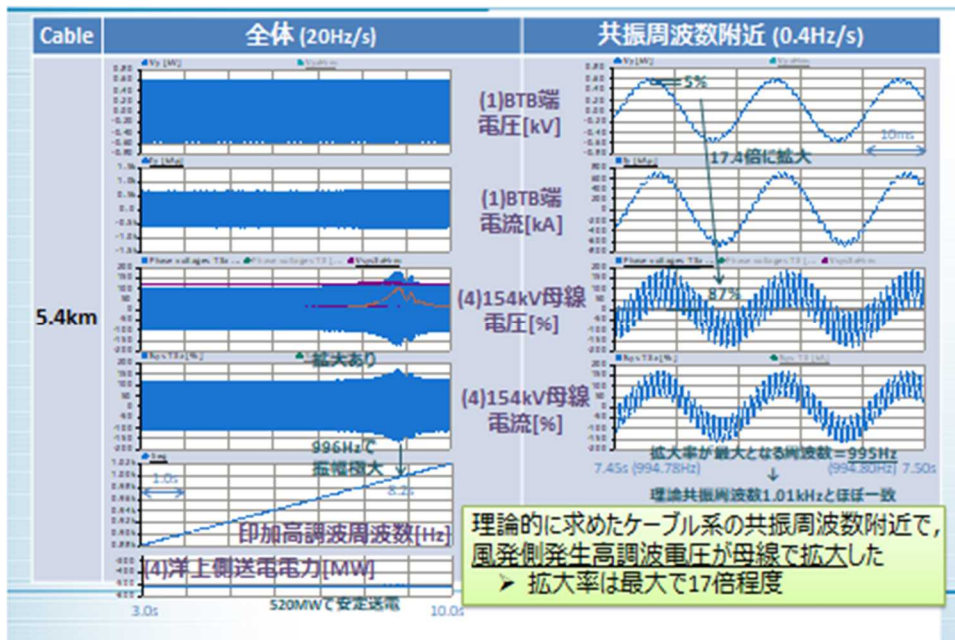
振幅：5%、位相：正相回転、掃引周波数：880～1080Hz（+20Hz/s）で拡大周波数の確認後、993Hz～997Hz（+0.4Hz/s）で最大拡大率を確認した。

その結果、次の図 3-2-42 に示す通り、静的 f-Z 特性解析で理論的に求められた共振周波数（1.01kHz）よりやや低い 995Hz で、高調波電圧が集電系統 154kV 母線で最大 17 倍に拡大し、母線電圧振幅が 1.87pu まで達する結果が得られた。

以上の結果から、高調波拡大周波数の検討では、動的 f-Z 特性解析により変換器を有する系統の共振周波数を検出できることを示した。また、自励式変換器を CVCF モードのオープンループ制御で運転する場合には、簡易等価回路による静的 f-Z 特性解析で同等の精度が得られることを示した。



(a) 集電系統の電圧・電流観測点



(b) 各部電圧・電流波形と掃引周波数・送電電力
 図 3-2-42 定格運転時の風車側高調波印加と高調波拡大点

尚、高調波が拡大する原理は図の f-Z 特性より、次のように説明される。MMC 側のインダクタンスと交流ケーブルのキャパシタンスとの並列部で生じる反共振点の近傍に、風車側インダクタンスとケーブルにより生じる共振点が存在し、両者の中間において、高インピーダンスと大電流の乗算による、電圧歪が極大となる点が生じる。

次に、高調波抑制対策として、高調波フィルタの設置による対策を検討した。

高調波フィルタは表に示す仕様とし、集電系統 154kV 母線に設置した。その際、洋上では設置面積・重量に制約がある為、簡単な構成のフィルタを少ない種類・容量で配置することを考慮した。

表 3-2-18 高調波フィルタ仕様

回路構成	高次分路フィルタ (右図)	
回路電圧	154kV	
基本波容量	25MVA (送電容量の 5%)	
共振次数	20.0 次 (1.00kHz)	
尖鋭度	3	

高調波電源の周波数を、動的 f-Z 特性解析で得られた高調波拡大周波数 995Hz に固定した条件で瞬時値解析を行い、シミュレーション時刻 $t = 4.5s$ にて高調波フィルタを入⇒切とした場合の電圧歪を検討した。結果を図 3-2-43 に示す。

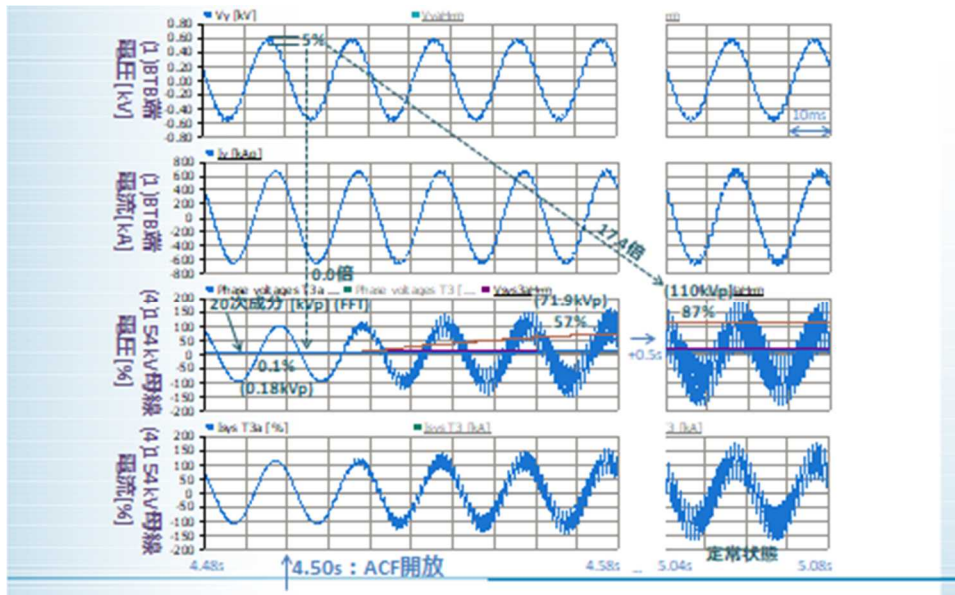


図 3-2-43 高調波フィルタ開放前後の電流・電圧高調波成分

図の結果により、次の結論が得られた。

高調波フィルタにより、基本波定格送電に影響を与えず、高調波拡大率を定常時の17倍から、ほぼ零まで低減できる。

単一次数の高調波5%重畳時、高調波フィルタの損失は送電容量に比べ、無視できるほど小さい(0.01%程度)。

集電系統では、風車のPWM変換器が広範囲の高調波を発生することに加えて、風車・ケーブルの運用状態によりインダクタンス・静電容量が変化し、広い範囲で高調波共振点を形成する可能性がある。この場合も、高次分路フィルタとすることにより、一括して対応可能と考えられる。

また、交流ケーブル長・回線数が変化した場合の動的f-Z特性解析から得られた拡大周波数と、ケーブルの長さ・回線数による静電容量の変化(インダクタンスは無視)で推定した拡大周波数の対応を次の図にまとめた。静的f-Z特性解析で推定した拡大周波数に対し、動的f-Z特性解析から得られた拡大周波数は誤差4%以下と、良好に一致した。この結果から、ケーブル長が変化しても、拡大周波数は簡易等価回路により算出できることが明らかとなった。

	2.7km (50%)	3.6km (67%)	5.4km (100%)	10.8km (200%)
2 回線			Case D4 C = 1.296 μ F f = 1.39kHz (1.41kHz, +1.4%)	Case D5 C = 2.592 μ F f = 0.96kHz (1.00kHz, +4.0%)
4 回線	Case D2 C = 1.296 μ F f = 1.42kHz (1.41kHz, -0.7%)		Case D0【基準】 C = 2.592 μ F f = 1.00kHz (基準, \pm 0%)	Case D1 C = 5.184 μ F f = 0.70kHz (0.70kHz, 0.0%)
6 回線		Case D6 C = 2.592 μ F f = 1.00kHz (1.00kHz, 0.0%)	Case D3 C = 3.888 μ F f = 0.82kHz (0.81kHz, -1.2%)	【凡例】ケース名 ケーブルC 瞬時値解析の拡大f (推定拡大f*, 誤差)

【共通条件】時間刻み $\Delta T = 10\mu s$, プロット間隔 $\Delta T_p = 50\mu s$, 変圧器: 飽和特性・鉄損無し, 周波数掃引速度: 20Hz/s, ケーブルモデル: 固定周波数分布定数 (Bergeron) モデル
※推定拡大周波数: 回路中, c分はケーブルしか無く, 共振周波数はvcに反比例するとして, 基準ケースの共振周波数 $\pm \sqrt{C/C_0}$ で推定した。C₀: 基準ケースの静電容量, ケーブルCは長さと同線数に比例するとし, ケーブルのL分は無視。

図 3-2-44 ケーブル長さ・回線数と高調波拡大周波数の一覧

更に、図 3-2-45 に示すような、集電ケーブル配策最適化により得られたケーブル・風車が複数存在する集電システムに対しても、高調波拡大が発生する周波数について検討した。

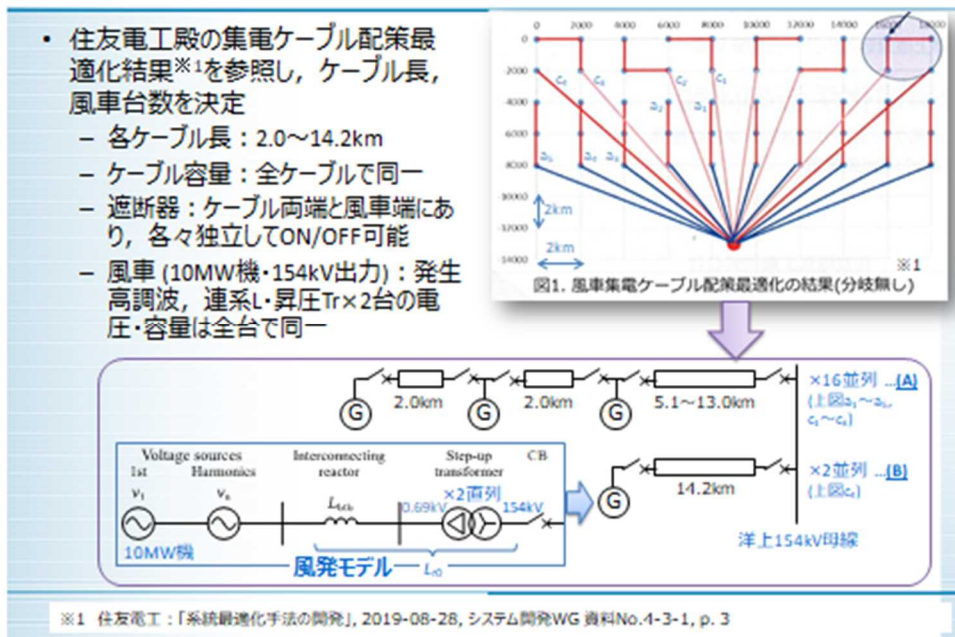


図 3-2-45 風車・集電ケーブルの配置

この場合、ケーブルの運用状態によって静電容量が大きく変化する為、次の表に示す通り、拡大周波数の範囲は 288Hz~1.96kHz (5.8 次~39.2 次) と、非常に広くなることが判った。

表 3-2-19 風車・集電ケーブルの投入状態変化ケースと共振周波数

風発 L_r	ケーブル C_c	理論共振周波数	ケース番号・備考
風車 1 台連系 (L 最大)	全ケーブル連系 (C 最大)	288Hz (5.8 次)	(1) 共振周波数が最小
	ケーブル 1 本連系 ^{※1} (C 最小)	1.96kHz (39.2 次)	(2) 運転範囲最小
風車全台連系	全ケーブル連系 (C 最大)	304Hz (6.1 次)	(3) 全台健全運転時 ^{※2}

※1 ケーブル a_1 の最も岸に近い風発×1 台と、ケーブル a_1 の岸側 5.1km のみ投入

※2 風発×全台 (500MW)、全ケーブル投入 (237.2km)

ここで、共振周波数が高くなるケースは風発連系台数が少なく、高調波発生量も少ないと考えられることから、5 次以上の高調波拡大の抑制に主眼を置くこととし、高調波フィルタ同調次数は、5 次を選定した。

154kV 母線に適用する高調波フィルタの仕様を次の表に示す。

表 3-2-20 高調波フィルタ仕様 2

回路構成	高次分路フィルタ (右図)	
回路電圧	154kV	
基本波容量	25MVA (送電容量の 5%)	
共振次数	5.0 次 (250Hz)	
尖鋭度	3	

風力発電機は表の ケース (3) 全台運転とし、高調波電源周波数は共振周波数 304Hz で固定し、時刻 $t = 4.50s$ でフィルタを開放する条件で瞬時値解析を行った結果を図に示す。

瞬時値解析による確認 (2) フィルタ効果

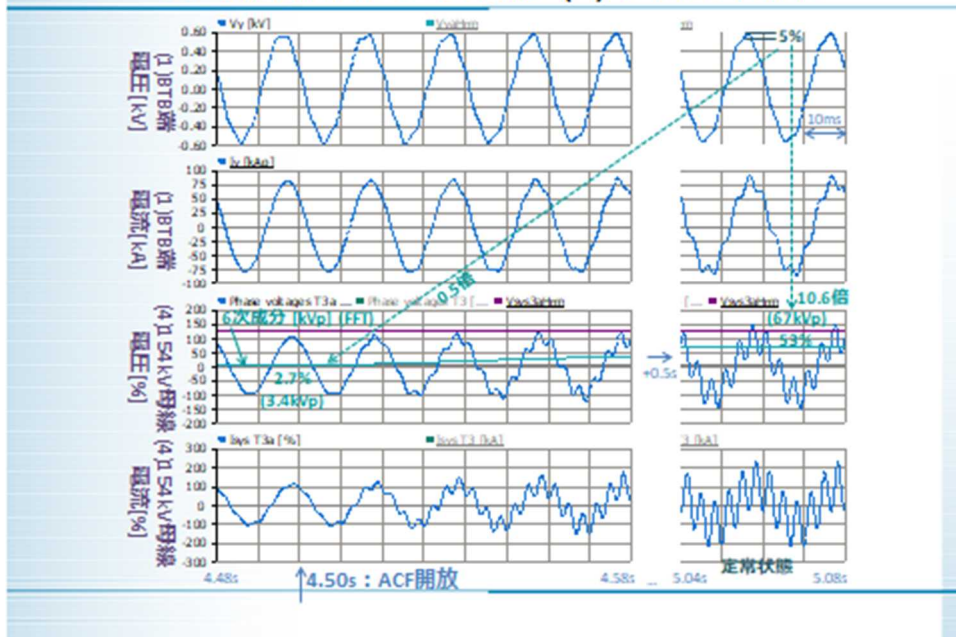


図 3-2-46 高調波フィルタ開放前後の電流・電圧高調波成分
(ケース3：全台運転)

この結果より、高調波フィルタを設置することで、送電に影響を与えず、高調波拡大率を定常時の 10.6 倍から 0.5 倍まで低減できること、また、フィルタ損失は送電容量の 0.1%以下と良好であることを確認できた。

iii. 交流集電ケーブル系統における高調波拡大：低コスト送電方式（洋上ダイオード整流器方式）の場合

低コスト送電方式として、洋上側 MMC をダイオード整流器に置換したハイブリッド送電方式に対しても、前述のモデル回路を構築し、両端 MMC の場合と同様に瞬時値解析を実施した。

ダイオード整流器は発生高調波低減を考慮して 24 相整流とし、集電ケーブルは、共振周波数が 2kHz となる 2 条・0.9km とした。なお、ケーブル長が短い為、これを分布定数線路で模擬すると非常に小さな時間刻みを要求されるため、集中定数の静電容量 (0.216 μ F) で模擬した。

風力発電機はこれまでと同様、基本波+高調波電圧源で模擬した。

<風車側電源の設定>

基本波 (50Hz) 電圧源

振幅：130%※1、位相：0° とした。

※1 DC 送電電力 $P_{dc} = (V_{dc \text{ 洋上}} - V_{dc \text{ 陸上}}) / R_{dc}$ より、 $P_{dc} = 500\text{MW}$ となる $V_{dc \text{ 洋上}}$ に仕上がるよう、送り出し AC 振幅を上昇させた。

高調波電圧源

振幅：5%、位相：正相回転、掃引周波数：1.90kHz~2.10kHz (+20Hz/s) で拡大周波数の確認後、1.97kHz~1.99kHz (+2Hz/s) で最大拡大率を確認した。

瞬時値解析の結果を次の図に示す。ダイオード整流器方式でも安定して 500MW 送電は可能なものの、風発側発生高調波電圧が洋上 154kV 母線で拡大し、ダイオード整流器からの理論発生高調波分（23 次、25 次、…）と合せて、電圧振幅が 1.31pu に達する結果となった。

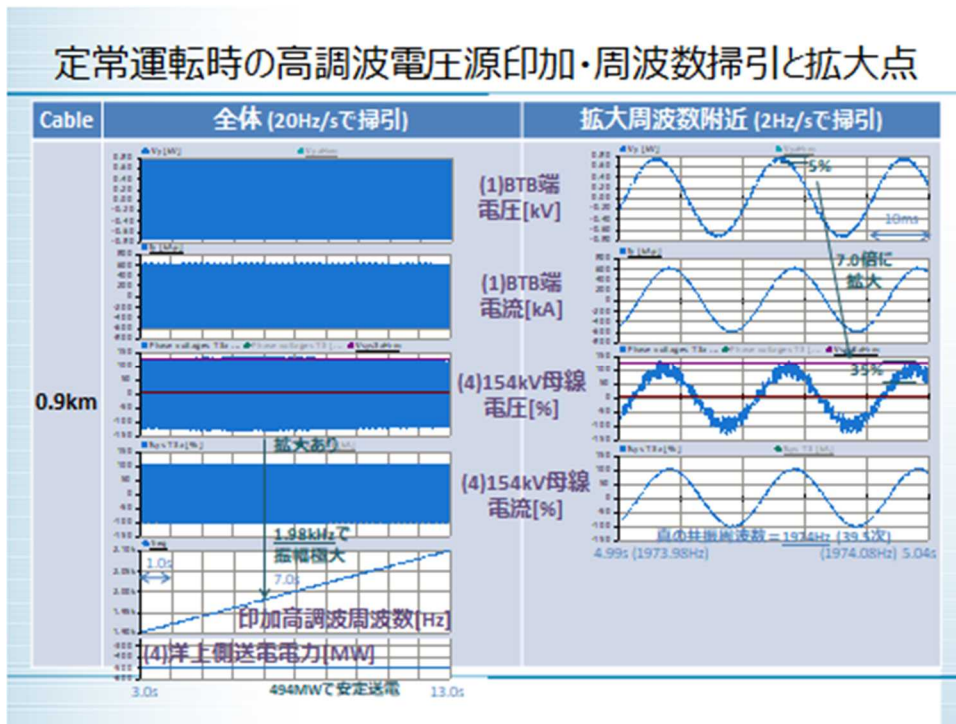
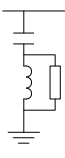


図 3-2-47 定格運転時の風車側高調波印加と高調波拡大点（低コスト送電方式）

この高調波歪の抑制に向けて、24 パルス整流器の発生高調波低減を兼ねて、高次分路フィルタを次表に示す仕様で設計し、洋上 154kV 母線に適用した。

表 3-2-21 高調波フィルタ仕様 3

回路構成	高次分路フィルタ (右図)	
回路電圧	154kV	
基本波容量	25MVA (送電容量の 5%)	
共振次数	23.0 次 (1.15kHz)	
尖鋭度	3	

高調波電源の周波数を、動的 f-Z 特性解析で得られた高調波拡大周波数 2.00kHz (40.0 次) に固定した条件で瞬時値解析を行い、シミュレーション時刻 t = 4.5s にて高調波フィルタを入⇒切とした場合の電圧歪を検討した。結果を図に示す。

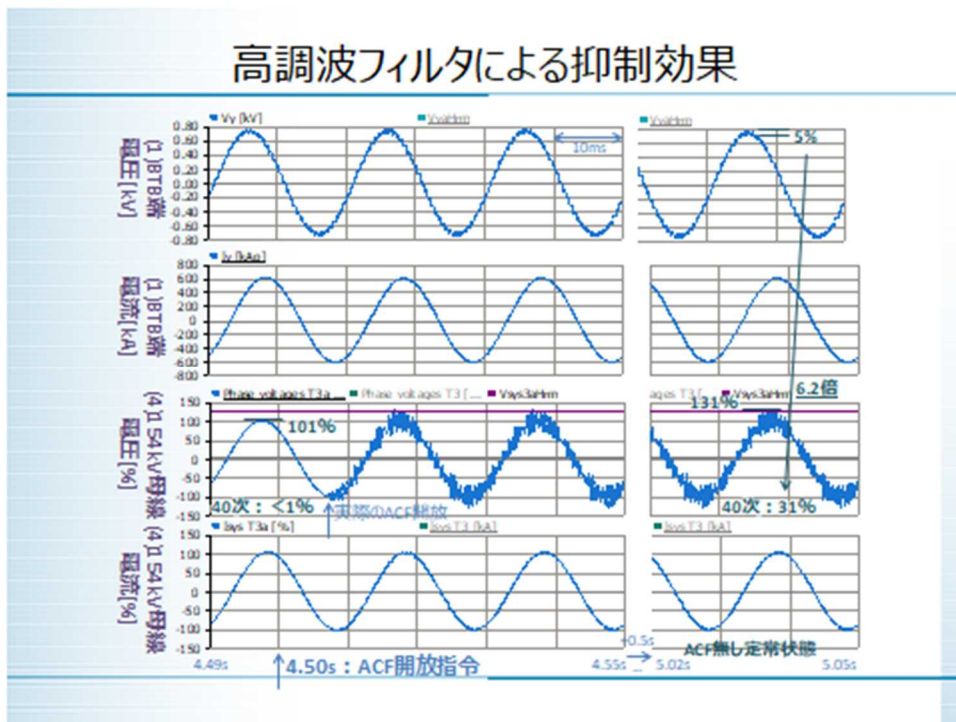


図 3-2-48 高調波フィルタ開放前後の電流・電圧高調波成分(ダイオード整流器方式)

この結果より、各次調波を 0.3%以下に低減可能なことを確認できた。フィルタは高次分路とすることで、同調次数が 23 次でありながら、ダイオード整流器の理論発生高調波 (23 次以上) と風力発電機の発生高調波 (40 次) の両者を抑制できている。また、フィルタ損失は 50kW (送電容量の 0.01%) 程度と小さいことが判り、高調波フィルタの仕様が適切であることを確認できた。

(ウ) まとめ

① 500kV 直流ケーブルシステム設計

長距離直流送電システムにおける海底ケーブル建設にかかるコストの定量的評価および最小化設計手法の確立を目的として、①直流／交流送電システムのコスト比較手法の開発、及び、②海洋環境を考慮した海底ケーブルルートのコスト最小化設計手法の開発を行い、それぞれの評価手法を確立した。各手法開発において最適化アルゴリズムを活用する事により、コストの定量的評価が可能となり、更にシステム仕様設計にかかる検討時間の大幅な短縮に貢献するものである。

② 風車集電ケーブル配策設計

大規模化する洋上ウィンドファームの風車集電ケーブルの総コスト最小化を目的として、風車集電ケーブル最適配策設計手法を開発した。最適化手法を用いて、複数の集電配策パターンから、ケーブル総コストが最も低コストとなるような洋上プラットフォームへの風車集電配策パターンを設計する手法を検討した。これにより、膨大な配策パターンの中から定量的に最もコストとなる風車集電パターンを導出する事が可能となる。

本開発においては、風車間および風車と洋上プラットフォーム間の距離を直線距離で算出し最適化を行っているため、ケーブル交差等を考慮すると、実際の布設距離とのズレが生じてしまう場合があるという課題がある。今後の開発において、風車間のケーブル交差等を考慮した、実際の布設距離とのズレの小さい最適化手法の確立を目指す。

③ 集電系統における電力品質解析

標準機器モデルと標準仕様書を基にした MMC-2 端子 HVDC モデルにて、集電系統の電力品質を検討し、以下の結果を得た。

- (1) 昇圧変圧器の励磁突入電流により、交流集電系統に持続性の電圧変動を発生させる可能性があることを明らかにした。
- (2) MMC の運転状態で高調波拡大する回路条件を探索する手法として、高調波発生源の周波数を掃引する瞬時値シミュレーションにより、集電系統高調波拡大が発生する可能性を示した。
 1. 集電系統 154kV 母線への高調波フィルタ設置による、集電系統の高調波抑制効果を示し、風車・ケーブルの運用状態による共振周波数の変化時も、高次分路フィルタで一括対応できることを示した。

2. 高調波拡大する周波数は、集電ケーブル長・回線数による静電容量に応じて、洋上系統の簡易等価（LCL）回路が有する共振周波数で理論的に求められることを示した。
- (3) 低コスト送電方式の検討として、MMC-2 端子 HVDC モデルの洋上側交直変換器を 24 パルスダイオード整流器に置換した場合について、集電系統の高調波拡大を検討し、次の結果を得た。
1. 瞬時値シミュレーションにて、定格容量送電が問題無く行えることを確認した。
 2. 両端 MMC モデルと同様に、風発側から発生した高調波が洋上交流母線で拡大する可能性を示した。
 3. 洋上母線へ高次分路形高調波フィルタを設置すれば、低損失ながら十分な高調波抑制効果を有することを示した。

なお、集電系統の電力品質上の課題は、図 3-2-18・表 3-2-18 に示したように、風車発電機の台数やケーブル配置など構成による影響が大きいため、実案件の設計時には風車・ケーブル運用状態の取り得る範囲等に留意する必要がある。

III. 事業性評価

(ア) 研究開発のプロセス

① 事例調査とコスト試算の方法論の検討

i. コスト試算に関わる初期フレーム

本事業では HVDC（高電圧直流送電）を用いた洋上送電システムに関わる技術開発が念頭に置かれているが、一般に HVDC は交流システムに比べて、距離が長くなればなるほどコストメリットが出ると言われている。この一般論に基づく評価は様々実施されており、本事業における事業性評価も、対交流システムという観点ではこの評価を実施していくことが基本的である。

一方で、ドイツなどでは既に HVDC システムの導入が進められており、本事業で開発されるソリューションが今後市場において競争力を有するためには、欧州における既存の HVDC ソリューションに対しての優位性の可否も検討していくことが必要であると考えられる。

本事業は技術開発事業であり、ここで開発されるソリューションは新たな要素を含むために、一般的に既存ソリューションに比べてインシヤルコストとしては高くなる可能性がある。しかし、技術開発からは、他の設備に係るコストの低減や運用コストの低減等、何かしらのベネフィットがもたらされることが想定され、事業性評価を検討する際には、このベネフィットと、上述のインシヤルコストの増分の関係性を見ていく必要がある。

また、欧州と我が国では、地形を始め、事業環境が異なる点があることが考えられ、海外メーカーが欧州では容易に設置できるためにコストが抑えられた場合でも、我が国では同じコストで実現することが容易ではないといった事情も考えられる。このような我が国特有の事情は正確に把握しておき、事業性評価からは排除して、同環境での評価を行うことが適切であると考えられる。

ii. 事業性評価のための事前検討

事業性評価を行うに当たっての次の3つの視点（①本事業のベネフィットの評価、②既存ソリューション（欧州等の先行事例）のコストの正確な把握、③我が国の特殊事情の検討）が論点になることから、これらについて検討を実施。

(ア) 本事業のベネフィットの評価

本事業で達成される技術開発について、その開発項目がもたらすベネフィットを適

正に評価していく必要があることから定性的評価を実施する。

本事業で達成される技術開発項目には、①送電電圧の高電圧化（500kV）、多端子（Multi-Terminal）直流送電、③マルチベンダー化となっている。文献調査等をもとに、これらの開発項目がどのようなベネフィットをもたらすのかについて定性的に評価した結果を下表に示す。

表 3-2-21 本事業の技術開発がもたらすベネフィット

開発項目	ベネフィット
送電電圧の高電圧化 (500kV)	ケーブル条数の削減
	送電ロスの低減
	周辺環境への影響緩和
多端子 (Multi-Terminal) 直流送電	柔軟な拡張性
	コストメリットの可能性
	信頼性の向上 (冗長性)
	電力潮流の制御性の向上
	開発期間の短縮
	出力変動の平滑化
	環境への影響/送電線敷設権の問題緩和
マルチベンダー化	競争環境の醸成

(イ) 既存ソリューションのコストの正確な把握

事業性評価を行うためには、ベンチマークとなる既存ソリューションのコスト情報を正確に把握しておく必要がある。

既存のドイツにおける HVDC プロジェクトの全体コストに関わる情報、及びコストブレイクダウン事例としての National Grid の検討において記載されている情報などの公開情報を中心にコスト情報の収集を実施。

(ウ) 我が国の特殊事情の検討

我が国では、海岸の距離が比較的近くても、急激に水深が深くなってしまふなどの地形上の特殊事情が存在する。海岸からの距離が遠くても比較的浅いままである欧州

の事情とは異なり、工事が難しくなる等の影響が考えられる。その他、用船等のコストの違いなど、様々な我が国の特殊事情が考えられる。

② 事業性評価のための情報収集

既存ソリューションを多端子交流送電システム（以下、多端子 HVAC）と定義し、多端子 HVAC と多端子 HVDC のコスト比較に必要な各種コスト情報の収集を実施する。また、多端子 HVDC において、本事業開発要素（直流遮断器、高電圧ケーブル等）によるコスト優位性についても検証することを目的として、そのコスト情報についても収集を実施する。

i. 各種コスト情報の収集整理

本事業では、HVDC とその比較対象となる HVAC のシステムに関連する図 3-2-49 に示す範囲のイニシャルコスト情報を収集。

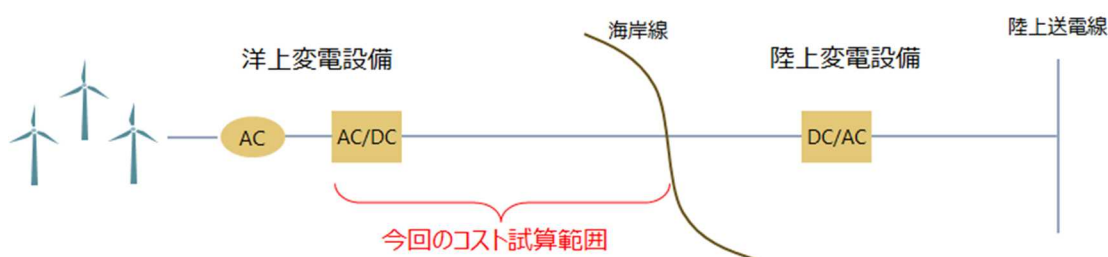


図 3-2-49 コスト情報収集範囲

文献調査の結果、下表の 5 文献から、コスト評価に利用可能な粒度の原単位データを得られた。うち、文献 No.1 (National Grid) が最も発行年が新しく、かつ詳細な原単位データを掲載している。

各文献の情報源を確認すると、文献 No.7 は、文献 No.1 の発行者である National Grid（英国の送電系統運用事業者）が 2010 年に発行したレポートを参照している。また、文献 No.18、No.21 についても、National Grid が 2011 年に発行したレポートを参照している。

上記を踏まえ、文献 No.1 (National Grid) の原単位データを用いることとする。

表 3-2-22 コスト情報収集一覧

No	文献名	発行者	発行年月	国・地域	概要	コストに関する情報源
1	Electricity Ten Year Statement 2015	National Grid	2015	U.K.	英国National Grid発行。送電網を構成する各種機器について、機能、使用方法、コスト、及び技術開発の見込みなどに関する情報を記載した文献。	サプライヤより収集 (プロジェクト実績)
2	Offshore Wind Assessment For Norway Final Report	Research Council of Norway	2010.3	Norway	洋上風力発電の導入コストや市場分析、洋上風力発電導入のフィジビリティについて、ノルウェイのThe Research Council of Norway (RCN) がまとめた文献。	プロジェクト実績
7	A Comparison of AC and HVDC Options for the Connection of Offshore Wind Generation in Great Britain	D. Elliott 他	2015	U.K.	洋上風力発電所から送電系統への接続技術であるAC及びHVDCに関し、法的要件、各種機能、コスト等の比較を行った文献。	National Gridの文献 (2010) を参照
18	Offshore Transmission Technology	ENTSOE	2011.11	EU	ENTSO-E (欧州電力送電系統運用者ネットワーク) が発行した、洋上送電技術、特にHVDCシステム及びVSC技術についての報告書。	National Gridの文献 (2011) を参照
21	Study of the Benefits of a Meshed Offshore Grid in Northern Seas Region	European Commission	2012.12	U.K.	European Commissionが発行したメッシュ型洋上風力送電網の可能性に関するレポート。	文献No.18 (ENTSOE) 及び Ecofys のコストデータベースより収集

ii. コスト試算方法の検討

本事業で検討対象とするべき HVDC/HVAC システムのコストを試算する方法として、既存のプロジェクトコストをベースに、想定するシステムの条件に合わせて補正を行っていく方法（トップダウン方式）と、システムを構成する各要素のコスト原単位を積上げる方法（ボトムアップ方式）の2通りが考えられる。

トップダウン方式のメリットとしては、プロジェクトコストの実績をベースとするため、全体的なオーダから大きく逸脱することなく、想定するシステムのコストを推計できることが挙げられる。一方でデメリットとしては、既存プロジェクトとシステム構成が大きく異なる場合のコスト再現性に課題があること、想定するシステム条件に合わせて補正するための基礎データが不足しており補正方法の精度に課題があることが挙げられる。

ボトムアップ方式のメリットとしては、想定するシステムの構成要素の特徴（容量、数量等）に合わせたコスト試算が可能であることが挙げられる。一方でデメリットとしては、原単位がない要素についてはコスト再現に課題があること、原単位の精度によっては、試算結果と実コストの乖離が大きくなることが挙げられる。

上記のメリット・デメリットを整理したものを表3-2-23に示す。最適なコスト試算方法の検討にあたり、トップダウン方式とボトムアップ方式の分析を実施。分析に用いたプロジェクトは、HVDCが表3-2-24、HVACが表3-2-25の通り。

表 3-2-23 コスト試算方法のアプローチとメリット・デメリット

コスト試算方法	メリット	デメリット
トップダウン方式 (既存のプロジェクトコストから推計)	<ul style="list-style-type: none"> • 全体的なオーダーから大きく逸脱することなく、想定するシステムのコストを推計できる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 既存プロジェクトとシステム構成が大きく異なる場合のコスト再現性に課題がある • 想定するシステム条件に合わせて補正するための基礎データが不足しており、補正方法の精度が課題。
ボトムアップ方式 (各システム構成要素のコスト原単位を積上げて推計)	<ul style="list-style-type: none"> • 想定するシステムの構成要素の特徴(容量、数量等)に合わせたコスト試算が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> • 原単位がない要素についてはコストを再現できない。 • 原単位の精度によっては、試算結果と実コストの乖離が大きくなる。

表 3-2-24 分析対象のプロジェクト一覧 (HVDC)

プロジェクト名 ^{※1}	運開年(含予定)	プラント容量「MW」	洋上HVDCシステムコスト[百万円] ^{※2}
Borwin1	2012	400	46,000
Borwin2	2013	800	57,500 ^{※3}
Helwin1	2013	576	57,500
Helwin2	2015	690	69,000
Sylwin1	2014	864	115,000
Dolwin1	2013	800	70,000
Dolwin2	2015	916	100,000
Dolwin3	2017	900	115,000

※1 4Coffshore データベースより、HVDC システムでコストデータを得られるプロジェクトを選定。

※2 為替レート : 1£=130 円、1\$=100 円、1€=115 円 として換算。

※3 Borwin2 の洋上 HVDC システムコストは異常値として除外。海底ケーブルコストのみ使用

表 3-2-25 分析対象のプロジェクト一覧 (HVAC)

プロジェクト名※1	運開年	プラント容量[MW]	洋上HVACシステムコスト[百万円]※2
Alpha Ventus	2009	60	2,588
Anholt	2012	400	12,150
Barrow	2006	90	1,494
Belwind	2010	165	6,355
Burbo Bank Extension	2016	254	9,720
EnBW Baltic 1	2011	48	2,070
EnBW Baltic 2	2015	288	12,938
Eneco Luchterduinen	2015	129	4,658
Gemini	2015	600	28,980
Greater Gabbard	2016	504	23,571
Gunfleet Sands	2010	173	5,265
Gwynt y Môr	2009	576	27,945
Horns Rev 1	2013	160	2,877
Horns Rev 2	2002	209	4,916
Humber Gateway	2009	219	8,942
Lillgrund	2015	110	1,944
Lincs	2007	270	12,150
London Array	2012	630	25,047
Northwind	2012	216	8,808
Nysted	2014	166	2,536
Ormonde	2003	150	5,713
Prinses Amaliawindpark	2011	120	3,964
Riffgat	2008	108	4,968
Robin Rigg	2014	174	4,629
Rødsand 2	2009	207	4,658
Sheringham Shoal	2010	317	10,800
Thanet	2011	300	10,935
Thornton Bank phase II	2010	185	8,409
Walney Phase 1	2012	184	7,655
Walney Phase 2	2011	184	7,655
West of Duddon Sands	2011	389	15,188
Westermost Rough	2014	210	9,005
Xiangshui Demonstration	2014	202	4,779

※1 4Coffshore データベースより、洋上変電設備が1つ以上、運転開始済、HVDC システム以外、実証試験を除く、の条件で抽出。

※2 文献調査結果に基づき、プロジェクトコストの9%と想定。

為替レート：1£=130円、1\$=100円、1€=115円、1NOK=12円、1DKK=15円、1SEK=13円、中国元=15円として換算

(ア) トップダウン方式

HVDC、HVAC とともに、図 3-2-2、図 3-2-3 に示すように、プラント容量とシステムコストに相関があることからコスト試算への活用は可能である。

ただし、HVDC は、Symmetric Monopole が前提条件である点に留意する必要があり、HVAC は、プロジェクトコストに対する比率データ（9%）で補完している点に留意する必要がある。

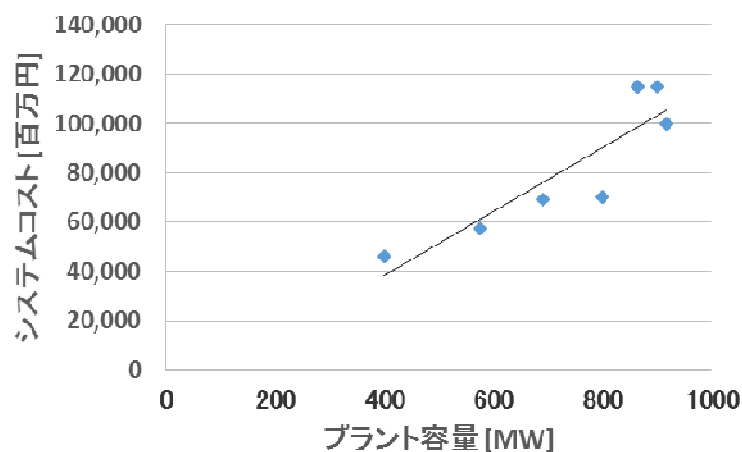


図 3-2-50 プラント容量とシステムコストの相関図 (HVDC)

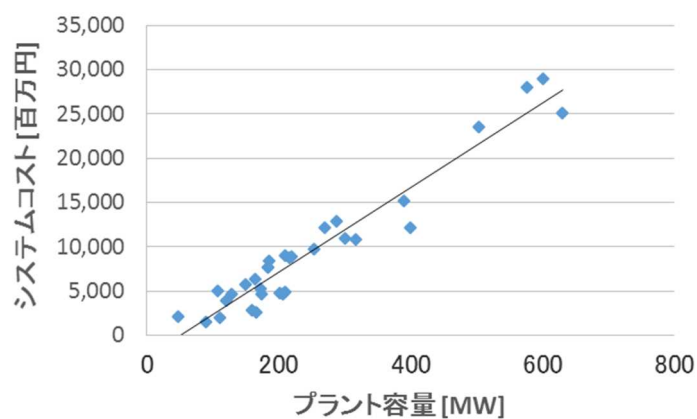


図 3-2-51 プラント容量とシステムコストの相関図 (HVAC)

(イ) ボトムアップ方式

HVDC、HVAC のコスト比較結果を表 3-2-26～27 に示す。HVDC、HVAC とともに、試算コストと実際のコストとの誤差率が大きく (HVDC : -48.2%～4.4%/HVAC : -32.3%～-16.5%)、再現性に課題があると考えられる。

特に、海底ケーブルについては、試算コストと実際のコストとの誤差率が-49.7%～-11.5%の範囲にあり、再現性に課題があると考えられる。

表 3-2-26 ボトムアップ方式による試算コストと実際のコストの比較 (HVDC)

プロジェクト名	容量 [MW]	洋上HVDCシステムコスト					海底ケーブル コスト					
		洋上変電設備		プラットフォーム		試算コストと 実際のコスト の誤差	海底ケーブル			試算 コスト	実際の コスト	試算コストと 実際のコスト の誤差
		製品+ 工事+ エンジニアリング	製品+ 工事+ エンジニアリング	試算 コスト	実際の コスト		製品 コスト	工事 コスト	エンジニア リング			
Borwin1	400	10,589	31,168	41,757	40,000	4.4%	5,774	5,249	1,225	12,248	-	-
Borwin2	800	16,117	39,514	55,630	-	-	8,879	8,072	1,883	18,835	23,000	-18.1%
Dolwin1	800	16,173	48,005	64,178	70,000	-8.3%	5,327	4,843	1,130	11,301	-	-
Helwin1	576	13,118	28,811	41,929	57,500	-27.1%	4,855	4,414	1,030	10,299	17,250	-40.3%
Helwin2	690	14,770	34,258	49,028	69,000	-28.9%	5,457	4,961	1,158	11,576	23,000	-49.7%
Dolwin2	916	17,653	45,056	62,709	100,000	-37.3%	8,450	7,681	1,792	17,923	-	-
Sylwin1	864	16,990	42,572	59,561	115,000	-48.2%	12,001	10,910	2,546	25,457	28,750	-11.5%
Dolwin3	900	17,449	52,214	69,663	115,000	-39.4%	6,411	5,828	1,360	13,599	-	-

表 3-2-27 ボトムアップ方式による試算コストと実際のコストの比較 (HVAC)

プロジェクト名	容量 [MW]	洋上HVACシステムコスト				プロジェクト コスト	合計コスト 試算 と 実際のコストの 誤差 ((A)-(D))/(D)
		(B.1)洋上変電設備	(B.2)プラットフォー ム	(A) 試算コスト	(D) 実際のコスト (プロジェクトコス トの9%)		
		製品+ 工事+ エンジニアリング	製品+ 工事+ エンジニアリング				
Humber Gateway	219	2,938	4,062	7,000	8,942	99,360	-21.7%
Lincs	270	4,412	4,820	9,232	12,150	135,000	-24.0%
Thanet	300	3,390	5,265	8,655	10,935	121,500	-20.9%
Walney Phase 1	183.6	2,764	3,536	6,301	7,655	85,050	-17.7%
Walney Phase 2	183.6	2,764	3,536	6,301	7,655	85,050	-17.7%
West of Duddon Sands	389	3,695	6,587	10,282	15,188	168,750	-32.3%
Westermmost Rough	210	3,591	3,929	7,520	9,005	100,050	-16.5%

(ウ) トップダウン方式×ボトムアップ方式

トップダウン式とボトムアップ方式の特性を踏まえ、洋上PFについてはトップダウン方式、変電設備 (VSC 等) についてはボトムアップ方式により、コスト試算を実施。なお、試算方法は以下の通り。

- ・ HVDC についてはプラント容量・離岸距離の相関に関する近似式を用いて試算。
- ・ HVAC についてはプラント容量・離岸距離・洋上 PF 水深の相関に関する近似式を用いて試算。

コスト試算結果を表 3-2-28、3-2-29 に示す。HVDC については、誤差率は -21.9% ~ 9.3% となり、ボトムアップ方式と比較して、マイナス方向の誤差率は小さくなる。

HVAC については、誤差率は -21.8% ~ -4.8%となり、ボトムアップ方式と比較して、誤差率が小さくなる。

表 3-2-28 トップダウン×ボトムアップ方式による
試算コストと実際のコストの比較 (HVDC)

プロジェクト名	容量 [MW]	洋上HVDCシステム コスト					試算コストと 実際のコストの 誤差
		洋上変電設備	プラットフォーム	試算 コスト	実際の コスト		
		製品+ 工事+ エンジニアリング	製品+ 工事+ エンジニアリング				
Borwin1	400	10,589	24,032	36,693	40,000	-8.3%	
Borwin2	800	16,117	68,818	84,935	-※2	-	
Dolwin1	800	16,173	63,248	76,536	70,000	9.3%	
Helwin1	576	13,118	39,203	51,252	57,500	-10.9%	
Helwin2	690	14,770	52,029	65,078	69,000	-5.7%	
DolWin2	916	17,653	80,119	95,983	100,000	-4.0%	
Sylwin1	864	16,990	80,288	98,561	115,000	-14.3%	
Dolwin3	900	17,449	75,424	89,843	115,000	-21.9%	

表 3-2-29 トップダウン×ボトムアップ方式による
試算コストと実際のコストの比較 (HVAC)

プロジェクト名	容量 [MW]	洋上変電所				プロジェクト コスト	合計コスト試算 と 実際のコストの誤差 ((A)-(D))/(D)
		(B.1)洋上変電設備	(B.2)プラットフォー ム	(A) 試算コスト	(D) 実際のコスト (プロジェクトコ ストの9%)		
		製品+ 工事+ エンジニアリング	製品+ 工事+ エンジニアリング				
Humber Gateway	219	2,938	4,055	6,993	8,942	99,360	-21.8%
Lincs	270	4,412	5,333	9,745	12,150	135,000	-19.8%
Thanet	300	3,390	6,493	9,882	10,935	121,500	-9.6%
Walney Phase 1	183.6	2,764	4,000	6,765	7,655	85,050	-11.6%
Walney Phase 2	183.6	2,764	4,522	7,286	7,655	85,050	-4.8%
West of Duddon Sands	389	3,695	8,760	12,455	15,188	168,750	-18.0%
Westermmost Rough	210	3,591	4,087	7,678	9,005	100,050	-14.7%

iii. 我が国の特殊事情の検討

前掲のコスト試算のアプローチにより、構成機器やケーブル長等の、物量をベース

とするコスト試算方法は整理可能なものの、水深や海底地形等に大きく影響を受ける工事コストについては、分析に使用できるデータが存在しないことや、建設地により状況が大きく異なるため、既存のプロジェクト情報などに基づく、定量的なコスト試算方法を確立することは難しい。

さらに、我が国の特殊事情に起因するコスト増加要因（我が国の特殊事情）については、実際のプロジェクトで詳細検討が必要なコストである。

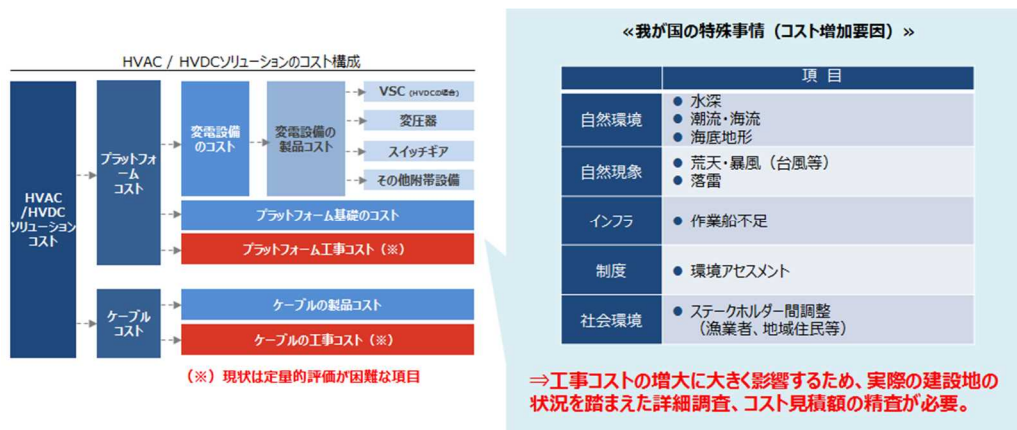


図 3-2-52 我が国の特殊事情

③ 洋上 PF コスト試算

本事業における事業性評価を行うに際し、洋上送電に関わるコンポーネンツ（変電設備、ケーブルなど）は、前項までで整理した既存のプロジェクトコスト情報などを活用して推計することが可能である。

他方、洋上にて変電設備を格納する、いわゆる洋上 PF に関しては、既存のプロジェクトと比較して、本事業で想定する設備容量が大きく、比較対象とする HVAC とあわせて実績・経験が乏しいことから、適切なコスト試算を行うことが難しいという結論に至った。

そこで、当該分野で知見を有する欧州のエンジニアリングコンサル会社に、設計条件等を提供し、洋上変電設備の概念設計と同設計に基づくコスト試算について共同検討を実施。

i. 事前準備

洋上送電プロジェクトの実施に際しては、さまざまなステークホルダが関与するが、既存プロジェクト実績等を参考に、洋上 PF (Substation) の設計・エンジニアリングを担っている事業者として以下の企業をリストアップし、コスト試算の前に本事業で検討対象としている HVDC 及び HVAC の洋上 PF のコスト試算に関わるフィージビリティを検討。

これらの企業のうち Atkins、COWI、Petrofac、DNV-GL との面談を通じて、概念設計およびコスト試算のために必要な要求仕様の整理を実施。

《検討対象としたのエンジニアリングコンサル会社》

- ◇ Bladt (DK)
- ◇ Ramboll (DK)
- ◇ COWI (DK)
- ◇ Arup (UK)
- ◇ Atkins (UK)
- ◇ DNV-GL (NL)

◇ Petrofac(UK-UAE)

さらに、面談を実施した Petrofac が構築中の HVDC 洋上 PF の視察を行い、洋上 PF の構築時における留意事項の情報収集を実施。



TOPSIDE SPECIFICS:

Fabrication Sub-Contractor: Dubai Drydocks World (DDW)

Platform Weight: 18,500T NET

Platform Dimensions: 71m x 71m x 45m; 6 legged.



出所) Petrofac 提供資料

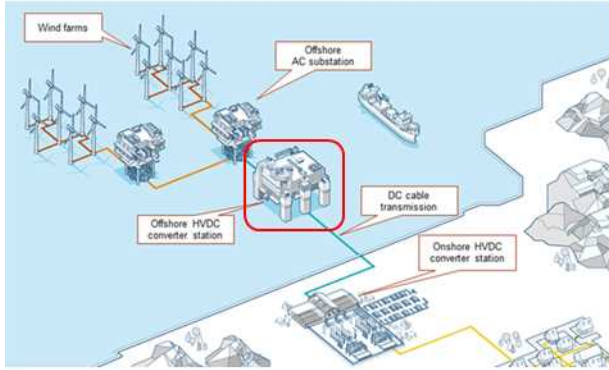
図 3-2-53 視察を実施した構築中 (2018 年 2 月時点) の洋上 PF

ii. 洋上 PF 概念設計及びコスト試算

前掲の事前準備で整理された概念設計時に必要な情報を整理したうえで、本事業の概念設計及びコスト試算への対応を表明した Petrofac および COWI を比較検討 (提案内容及び費用)。その結果、COWI にて概念設計及びコスト試算を実施。

(ア) 概念設計の前提条件

概念設計及びコスト試算における前提条件として、図 3-2-54~56 を提示。



- 基本的な前提
- 試算の目的
 - HVACとHVDCのコスト差異比較であることから差異要因のみを比較
- 差異要因仮説
 - 水深の深さに関わる要因（ジャケット、構造など）や、設置に関わるコスト（構築場所、曳航費用、用船費用など）などは概ね同様
 - 主な差異要因は、主要構成要素を収めるためのトップサイドの容積と物量（+設計費）
- 検討対象範囲
- 試算前提条件を踏まえたOffshore substationのtopsideのみを対象
 - Topsideのみが対象なので設置場所の水深等は検討条件から除外
 - 最大風速等Topsideの設計に影響を与える条件のみ考慮
 - 日本の規制の影響が想定される防火、防爆、耐震などは考慮範囲から除外（国際規格等がある場合は同規格に準拠）
- 構築に関わるコストは設計+物量コストのみを対象
 - トップサイドの重量差異により設置コストに影響を与える場合は設置コストも含める必要があるか？

図 3-2-54 設計の前提条件

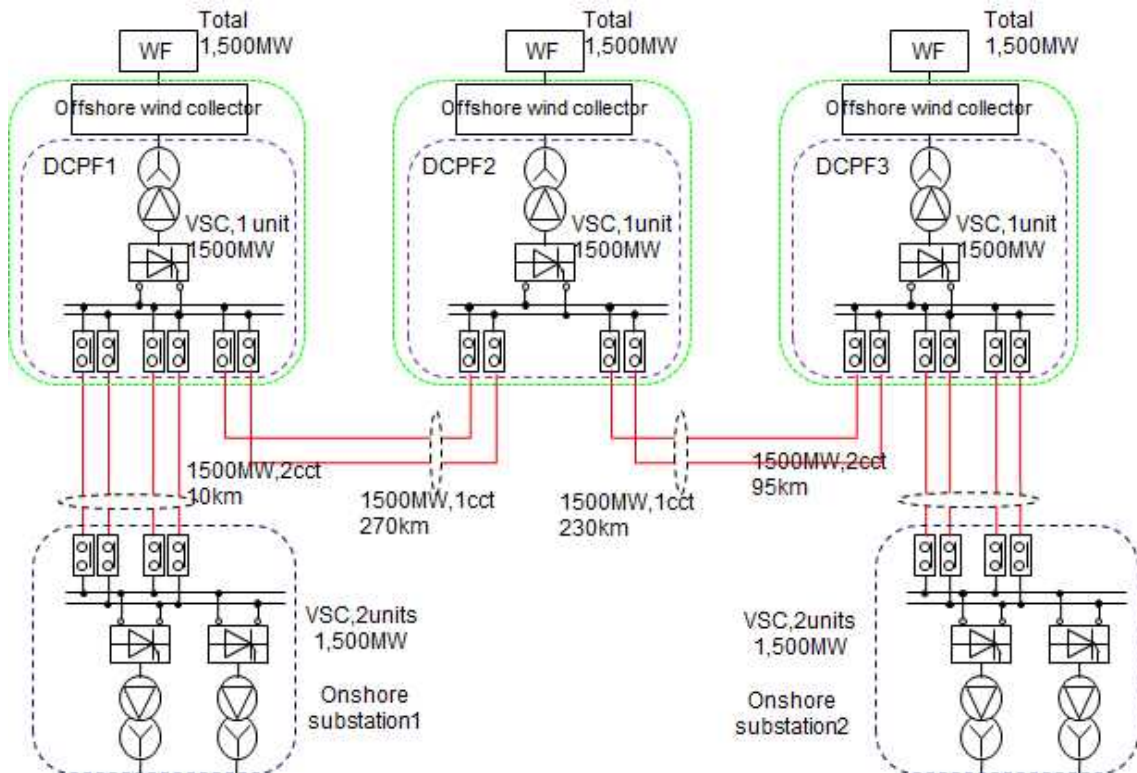
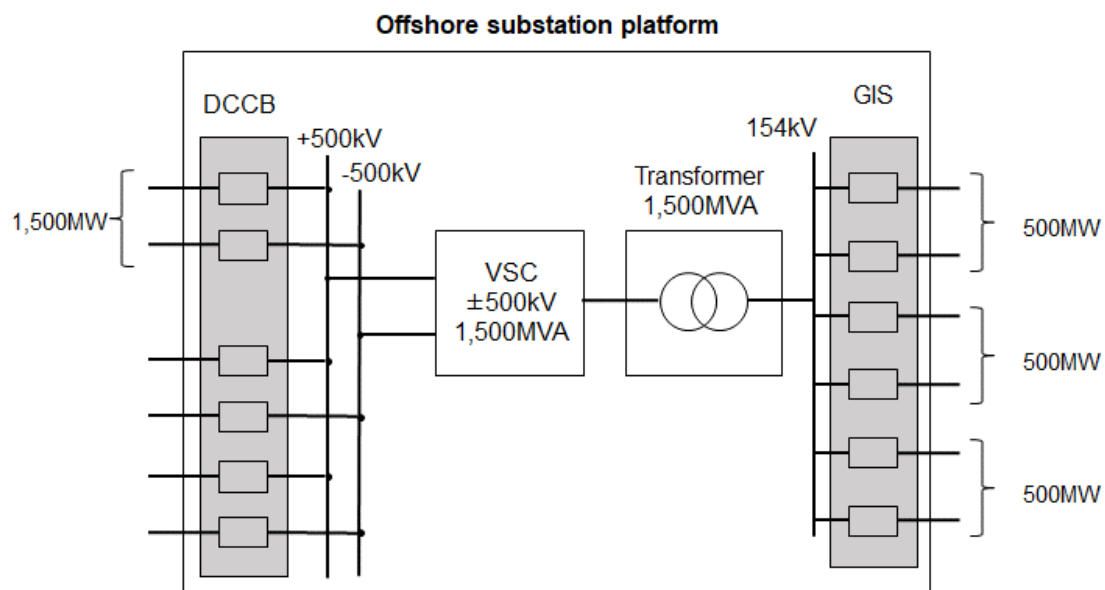


図 3-2-55 洋上送電システム（HVDC）の概要



Main components

- Voltage Sourced Converter(VSC) DC ±500kV 1,500MVA
- Transformer AC 1,500MVA
- Direct Current Circuit Breaker(DCCB) DC ±500kV 750MW (2 lines/3 systems)
- Gas Insulated Switchgear (GIS) AC 154kV 500MW (3 phase /6 systems)

Ancillary installations

- Utility service components
- Spare Parts yard

Others

- Unmanned remote-control
- Heliport not required

図 3-2-56 洋上変電設備の概要

また、図 3-2-57 の通り、HVAC のコスト試算を実施し、設備構成の差異がコスト試算へ与える影響も検討。

Scope of study

- Estimate only the topside of offshore substation based on assumptions of page.2
- The wind speed influencing the top side design is equivalent to the design condition in Europe
- Water depth, etc. of the installation place are **excluded** from consideration conditions
- Fire prevention, explosion-proof, earthquake resistance and so on that are awaited to be affected by regulations in Japan **are kept out from the scope of consideration** (conforming to the same measure when there are international standards etc.)

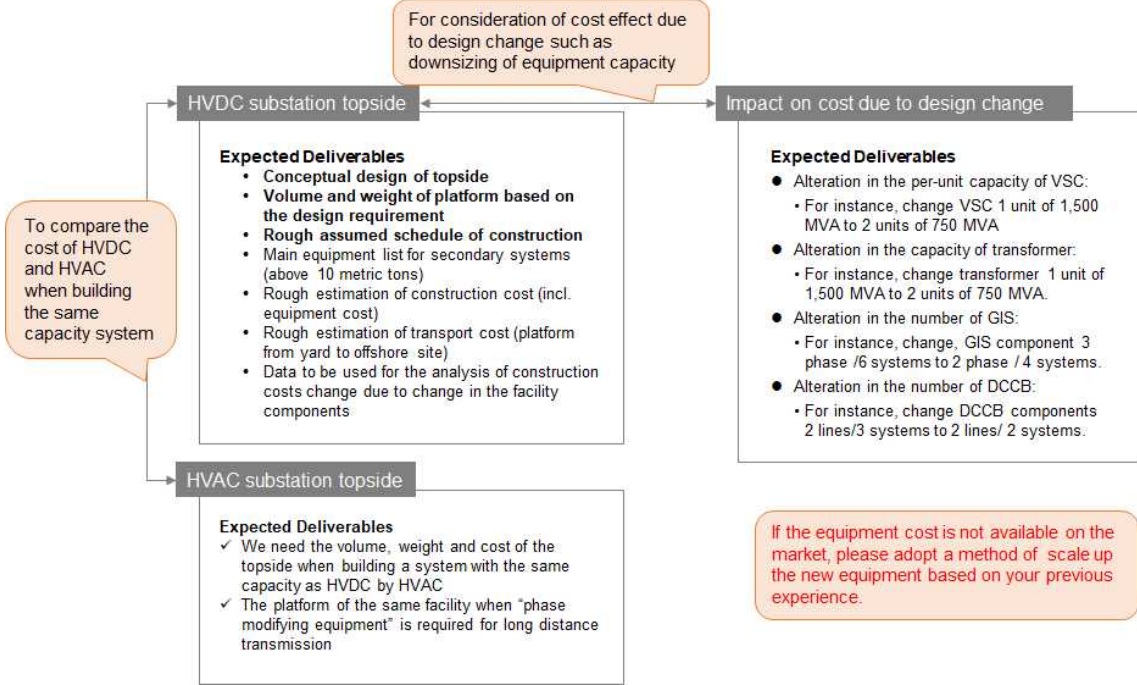


図 3-2-57 事業性評価のために必要な情報の考え方

(イ) 洋上 PF の概念設計

前掲の設計条件にて概念設計した洋上 PF は図 3-2-58 の通り。

また、洋上 PF 基礎の設計条件である重量の試算結果は表 3-2-30~31 の通り。

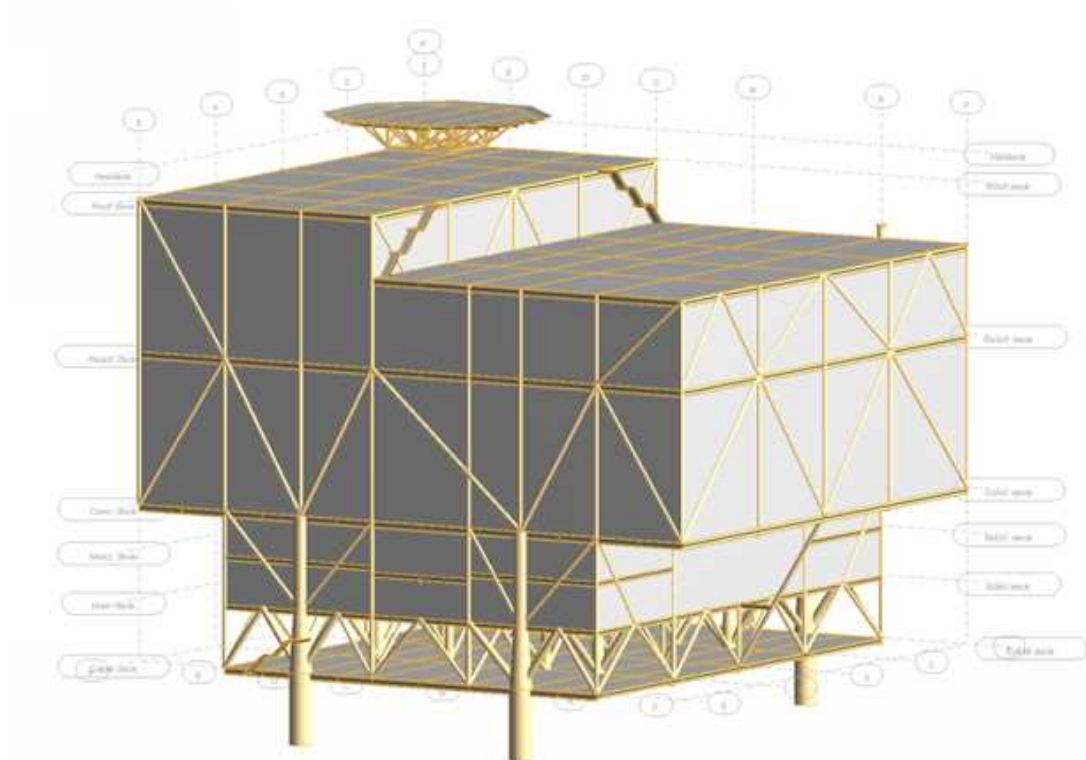


図 3-2-58 洋上 PF の概念設計結果

表 3-2-30 洋上 PF (HVDC) の重量試算結果

項目	要素	重量
構造物	構造物重量	6,550t
	構造物重量 (10%コンテンジェンシー)	7,205t
設備	設備重量	3,371t
合計	10%コンテンジェンシー考慮済み	10,576t

表 3-2-31 洋上 PF (HVAC) の重量試算結果

項目	500MW AC Topside	1500MW AC Topside	RCP Topside (調相設備)
構造物	1,250t	2,750t	700t
設備	1,500t	4,000t	1,200t
合計	2,750t	6,750t	1,900t

(ウ) コスト試算結果

前述の洋上 PF の概念設計におけるコスト試算結果を表 3-2-32 に示す。

表 3-2-32 洋上 PF コスト試算結果

(unit:1,000 Euro)

	1,500MW HVDC-Topside	1,500MW HVAC-Topside	500MW HVAC-Topside	RCP
Project Integration	48,000	31,000	16,000	16,000
Fabrication cost	133,090	10,590	6,590	6,590
High Voltage Equipment	222,000	106,000	43,000	23,000
Transportation and Instlation cost	7,700	10,950	10,950	10,950
Commissioning and Handover cost	30,000	20,000	10,000	5,000
Total	440,790	178,540	86,540	61,540

High Voltage Equipment	IGBT/Transformer/GIS/Aux power equipment/Control system/Phase reactor and filter/Cable/Various secondary equipment	GIS/Transformer/Aux power and secondary equipment
---------------------------	--	--

④ 事業性評価

i. 経済性評価における前提条件

2.1.1 集電系統における経済性評価と同様に、風力発電単価は、資源エネルギー庁の「FIT 法改正を踏まえた調達価格の算定について」（調達価格等算定委員会（第 23 回）資料 1）より 2030 年目標値の 9[円/kWh]を適用。また、資源エネルギー庁の「再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用の考え方について」（総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第 4 回会合）資料 3）より設備経費率は 8[%]とした。

また、経済性評価は図 3-2-59 の「経済性評価の範囲」を実施。

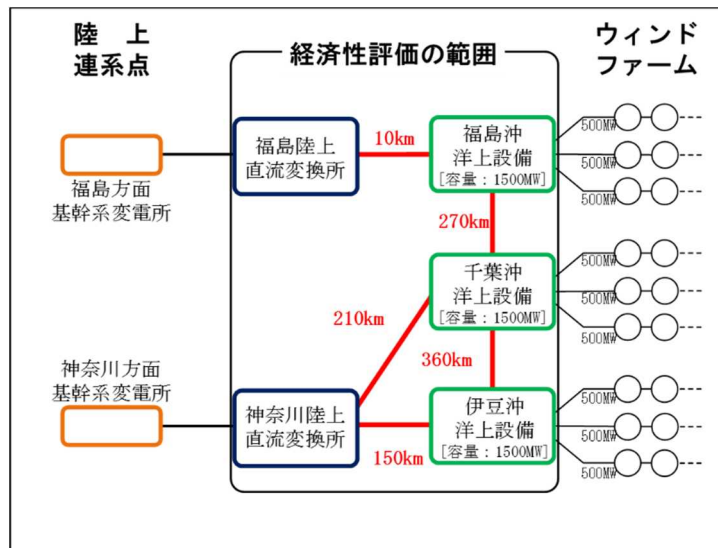


図 3-2-59 経済性評価の範囲

ii. 年間経費の試算

(ア) 建設コスト

建設コストは、洋上設備、陸上設備および海底ケーブルを試算。陸上設備については、直流連系のみ試算。各設備の試算では、1 ϵ =140 円、1 t =120 円として換算。

(a) 洋上設備

洋上設備のうち洋上 PF の建設コストは、表 3-2-12 で示した算出結果を用いて、直流、交流および調相設備用 PF を試算。また、表 3-2-12 のコストは PF のトップサイドのみであり、基礎コストはトップサイドの重量・大きさから別途試算。なお、トップサイド上の設備に DCCB は含まれていない。これは、海外を含む既存プロジェクトに

において DCCB を設置している実績が無く、COWI においても設計が困難であったためである。そこで、DCCB については、本事業における DCCB の要素技術開発からコストを推定。また、DCCB を洋上に設置することを設定しているため、DCCB のコストに後述する基礎コストを加算。

洋上 PF の基礎部分については、本事業における要素技術開発において試算した基礎コストを採用（Ⅶ 13 参照）。直流洋上 PF については本事業で開発したサクシオン基礎のコストを採用し、交流洋上 PF については既存技術であるジャケット基礎のコストを採用。

(b) 陸上設備

直流連系においては、陸上変換所および陸上 DCCB がある。陸上変換所については、文献調査^[1]によりのコストを推定。陸上 DCCB については、洋上 DCCB と同様に本事業における DCCB の要素技術開発からコストを推定。

なお、交流連系においては、海底ケーブルの陸揚げ後に既存の変電所へ直接連系を想定しているため、陸上設備の建設コストは未考慮。

(c) 海底ケーブル

直流連系、交流連系ともに海底ケーブル単価は、必要となるケーブル容量から文献^[2]の数値をもとに推定。

直流ケーブルでは、本事業における要素技術開発の成果であるダイナミックレイティングおよび異径ジョイント技術（Ⅶ 6 およびⅦ 8 参照）を採用することにより、既存の直流ケーブルに比べ 15% のコスト削減効果を反映。また、直流回路構成は Symmetric Monopole と設定。

交流ケーブルでは、充電電流補償を目的とした分路リアクトルが必要となるため、径間途中に調相設備用 PF（以下、調相 PF）を設置。調相 PF は、分路リアクトル容量 500MVA/箇所として設定し、ケーブルサイズやケーブル距離に応じて充電電流補償を満足する 30～50km 程度の間隔での設置を想定。調相 PF は 3-2.3 で示した算出結果を用いて、基礎部分については要素技術開発において試算したジャケット基礎のコストを採用。

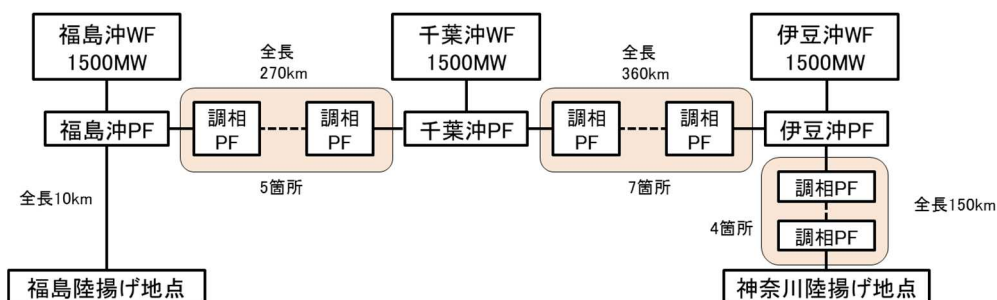


図 3-2-60 交流連系における調相 PF 設置例

(d) 建設コスト比較

表 3-2-13、3-2-14 に直流連系、交流連系における 2.2.1(3) で示したケース 1~4 の各コスト試算結果を示す。また、図 3-2-61 に各ケースの建設コストの比較を示す。直流系統は交流系統と比較し、以下の傾向がある。

- ✓ 海底ケーブルコストが 4 分の 1 程度低い
- ✓ 洋上設備コストがおおよそ 2 倍~3 倍程度高い
- ✓ 陸上設備が 10~20%程度コストを占める

表 3-2-33 直流連系における建設コスト

直流連系設備		case1	case2	case3	case4	備考
洋上設備	PF (トップサイド)	構造物	1587	1587	1587	1587
		変換器				
		変圧器				
		GIS				
DCCB(基礎込み)		1838	1838	516	1033	3箇所分
PF基礎		858	858	858	858	3箇所分
計		4283	4283	2961	3478	
陸上設備	変換所	変換器	564	747	560	934
		変圧器				
		GIS				
	DCCB		288	288	144	288
計		852	1035	704	1222	
海底ケーブル		2035	2354	917	1833	全長分
合計		7170	7672	4582	6533	

表 3-2-34 交流連系における建設コスト

交流連系設備			case1	case2	case3	case4	備考
洋上設備	PF (トップサイド)	構造物	696	696	696	696	3箇所分
		変圧器					
		GIS					
	PF基礎	758	758	758	758		
	計	1454	1454	1454	1454		
海底ケーブル(調相PF込み)			8550	9754	3708	7415	全長分
合計			10004	11208	5162	8869	

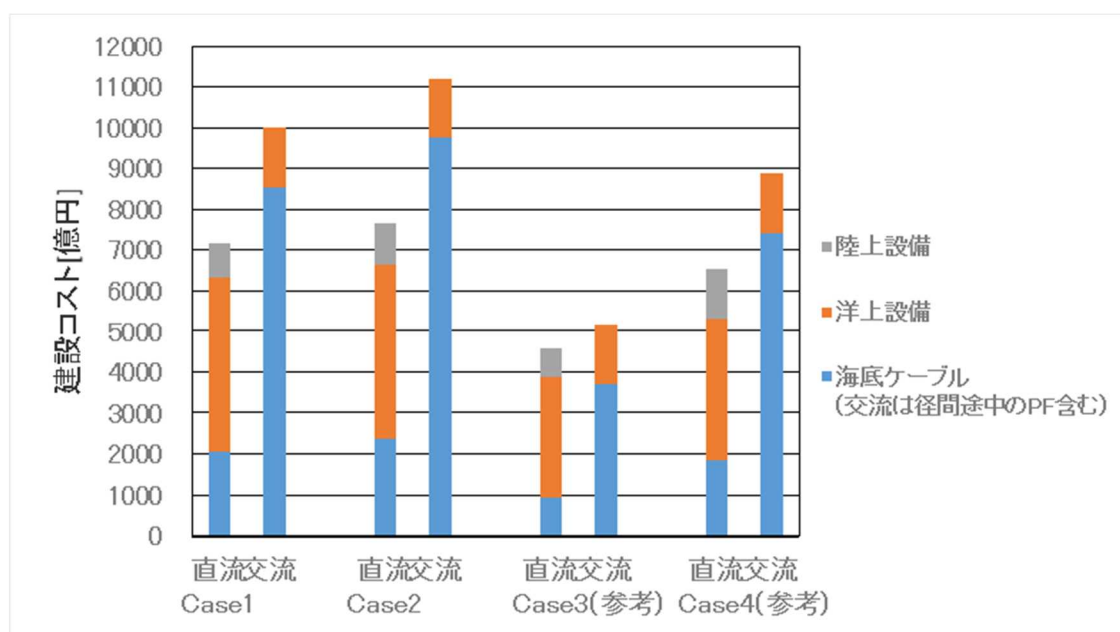


図 3-2-61 各ケースごとの建設コスト比較

(イ) 発電機会損失

発電機会損失は、下記の関係式（再掲）の通り、流通設備の送電可能容量を超過する場合に生じる発電抑制量[kWh/年]を経費換算した費用である。ここで、風力発電単価は資源エネルギー庁の「FIT 法改正を踏まえた調達価格の算定について」（調達価格等算定委員会（第23回）資料1）より2030年目標である9[円/kWh]を適用。

$$\text{風力発電抑制量[kWh/年]} \times \text{風力発電単価[円/kWh]} \quad (\text{再掲})$$

風力発電抑制量は、洋上WFの発電電力が流通設備の停止等により流通設備の送電可能容量を超過する電力[kW]と流通設備の停止時間[hr]を乗じて算出し^{[3][4]}、停止時間は、流通設備の年間稼働率、年間停止率を元に算出^{[5][6]}。変換器の稼働率については、海外企業への聞き取り調査をもとに99.85[%]を採用。交流海底ケーブルの停止率は文献調査^[7]をもとに、0.1[件/100km/年]を採用。直流海底ケーブルの停止率は、布設ケーブル条数に比例すると仮定して、交流海底ケーブルの停止率に対し、その3分の

2 として 0.0667[件/100km/年] を採用。これらの各設備の稼働率・停止率から発電電力に対する流通設備容量の不足する時間を各ケースごとに算出し、風力発電抑制量を試算。試算した発電機会損失の各ケースの結果を図 3-2-14 に示す。各ケースとも直流連系の方が発電機会損失が小さくなっている。理由としては、直流連系は交流連系と比較してケーブル停止率が 3 分の 2 と想定したことが考えられる。

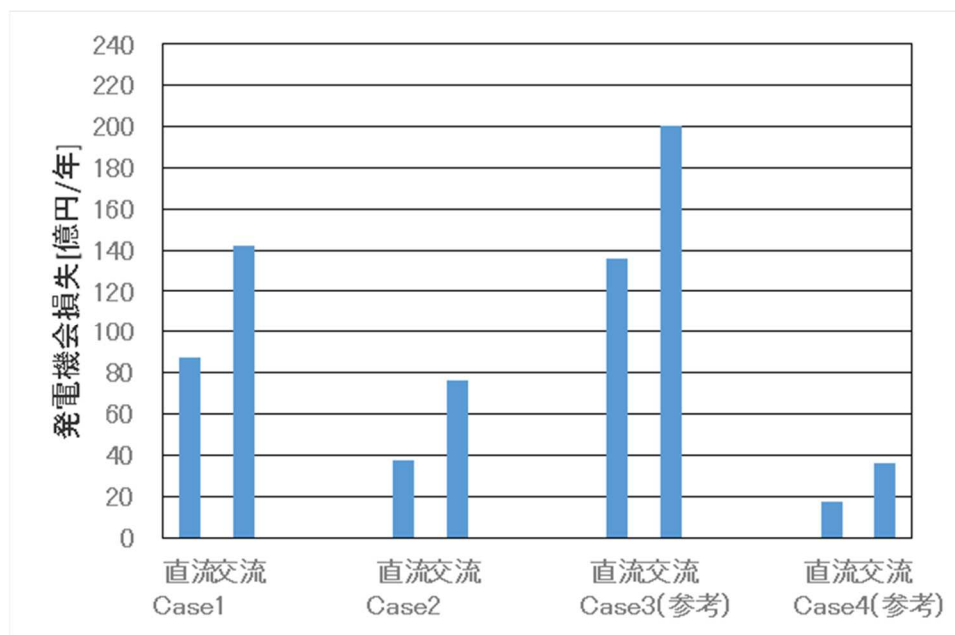


図 3-2-62 各ケースごとの発電機会損失比較

(ウ) 送変電損失

送変電損失は、洋上系統に生じる電力損失[kWh/年]を経費換算した費用であり、次式の通り。

$$\text{電力損失 [kWh/年]} \times \text{単価 [円/kWh]} \quad (\text{再掲})$$

単価については、運転期間中は風力発電単価とし、洋上 WF の停止期間中は洋上系統の電力損失を他電源より補填する必要があるため電力購入単価を採用。風力発電単価は資源エネルギー庁の「FIT 法改正を踏まえた調達価格の算定について」（調達価格等算定委員会（第 23 回）資料 1）より 2030 年目標値の 9[円/kWh]、電力購入単価は、2030 年度時点の電源構成比率における火力比率（LNG、石炭、石油）から重みづけた平均火力単価^[8]である 14 円[円/kWh]を採用。

(a) 海底ケーブル

直流連系は導体損のみ、交流連系は導体損に加えシース損などの誘導損も考慮。さらに交流連系には、充電電流補償を目的に接続されている分路リアクトルの損失も考慮。

(b) 変換器および変圧器

参考文献をもとに、変換器の損率は定格容量の 1% (MMC 相当)^[1]、変圧器の損率は負荷損率を 0.5%^[2]、無負荷損率を 0.05%^[2]を採用。変換器損失については、充電中であれば出力に無関係に生じると想定。直流連系では洋上変換器の他に陸上変換器の損失も考慮。

(c) 送変電損失比較

図 3-2-63 に送変電損失の比較を示す。海底ケーブル損失が分路リアクトル損失の影響により直流連系の方が安くなっているものの、全体としては変換器の損失の影響により直流連系の方が高くなっている。

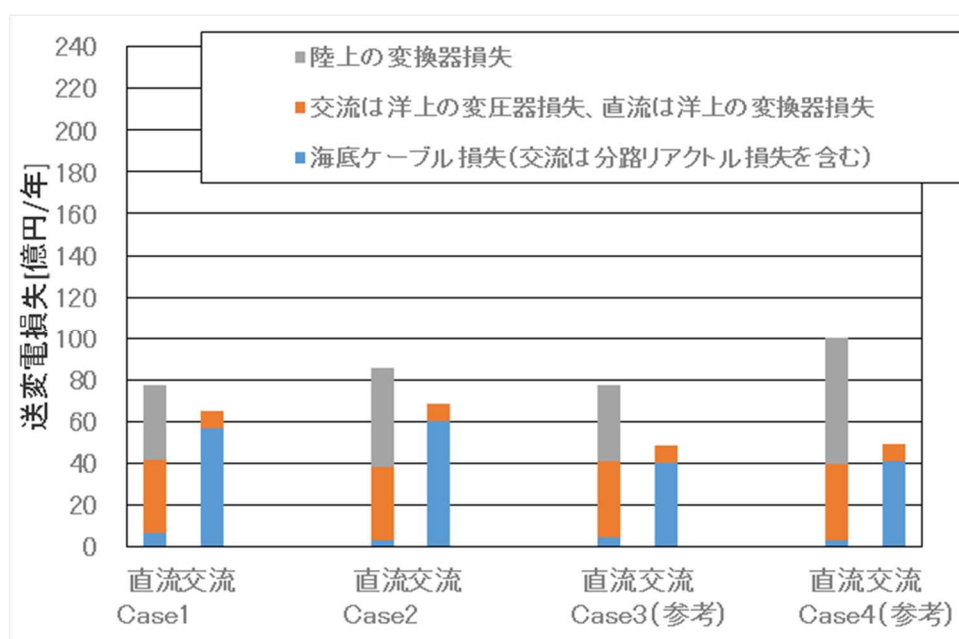


図 3-2-63 各ケースごとの送変電損失比較

(エ) 年間経費

図 3-2-64 に建設コスト、発電機会損失、送変電損失を合算した年間経費の比較を示す。建設コストについては、年間設備経費に換算している。ケース 3, 4 については放射状システムのケースであり、参考に記載している。

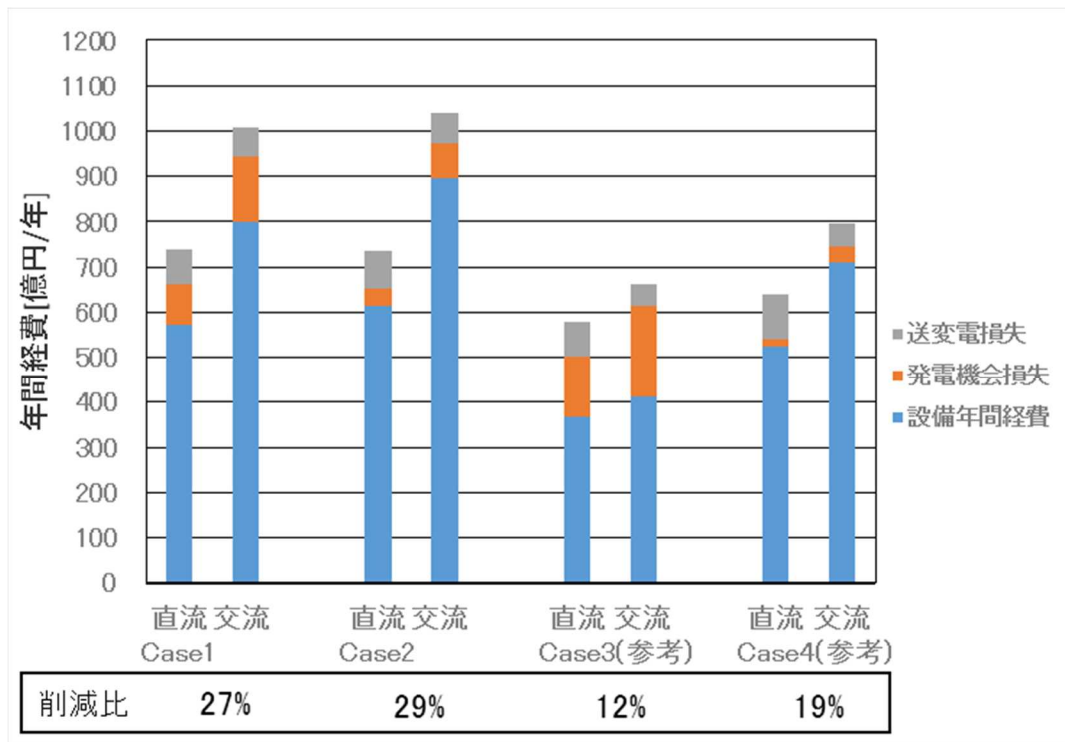


図 3-2-64 各ケースの年間経費比較

iii. 研究開発の成果

年間経費による経済性評価を実施した結果、ループシステムを想定したケース 1 およびケース 2 において、直流送電システムが交流送電システムに比べて、20%コスト削減を達成可能な見通し。

iv. まとめ

多端子システムの実用化を目指し、直流送電システムが交流送電システムに比べ 20%以上コスト削減可能なモデルケース完成を目標に、海外先行事例をもとにコスト試算方法を整理し、コスト試算を実施。コスト試算にあたっては、各要素技術開発によるコスト試算結果を反映し経済性評価を実施。その成果、ループシステムにて想定した 2 ケースで 20%コスト削減を達成。今後、洋上 PF 上の変換器等の電気設備のコンパクト化や DCCB のコスト削減により、直流送電システムの優位性が更に高まるものと考えられる。

参考文献

- [1] CIGRE TB 492 Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies, April 2012
- [2] National Grid , Electricity Ten Year Statement 2015
- [3] R. A. Walling, T. Ruddy, GE Energy, Economic Optimization of Offshore Windfarm Substations and Collection Systems
- [4] CIGRE TB 612 Special Considerations For AC Collector Systems and Substations Associated with HVDC-Connected Wind Power Plants, March 2015
- [5] 電気協同研究会 第70巻2号 ガス絶縁開閉装置の保全高度化
- [6] 電気協同研究会 第56巻2号 変電設備の点検合理化
- [7] 電気協同研究会 第70巻1号 地中送電ケーブルの保全技術
- [8] 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告(案)
総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ(第7回会合)資料1

IV. 社会受容性調査

(ア) 研究開発のプロセス

① 社会受容性に関わる手続き

1. 戦略的環境アセスメント

洋上風力発電の開発に先立ち特定の海域のアセスメントを包括的に実施し、当該海域の風力発電開発の環境アセスメントを簡略化する手法の一つである、戦略的環境アセスメント(Strategic Environmental Assessment :SEA)が適用されている事例として、ドイツにおけるSEAの概要を整理した。

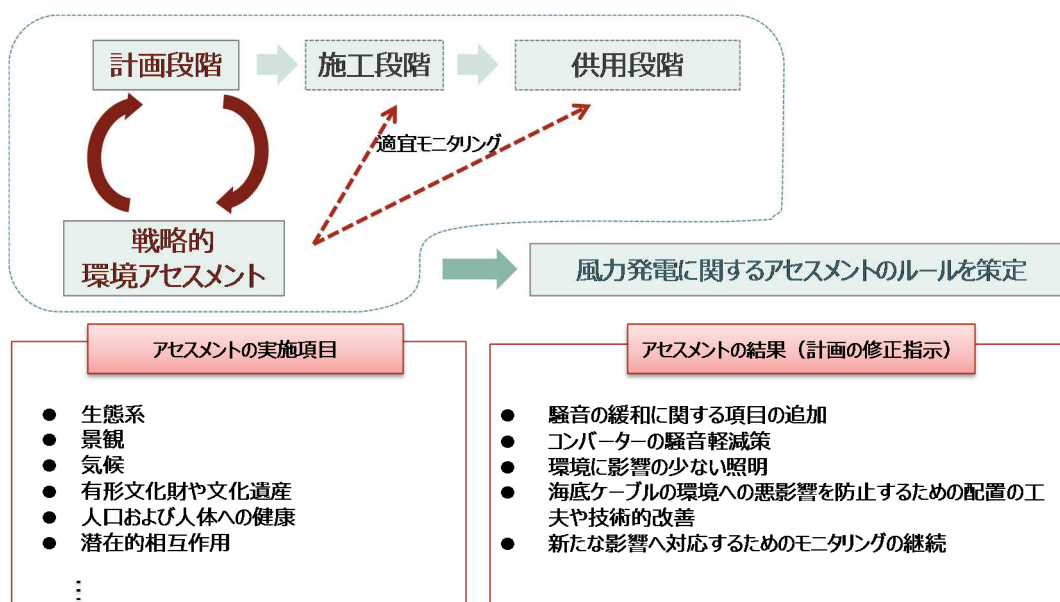


図 3-2-66 ドイツにおける戦略的環境アセスメントの事例

2. 環境アセスメント

洋上風力発電の開発において個別のプロジェクト毎にアセスメントを行う事例として、デンマークにおける洋上風力発電の環境アセスメントの事例を整理した。

<p style="text-align: center;">環境管理システム (Environmental management systems)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2社のために制定 • 現場で働く人員のために、環境にまつわる注意事項を指示 <p>指示項目</p> <ul style="list-style-type: none"> • 廃棄物の管理法 • 騒音の測定 • 海洋哺乳類の追い払い方 • 不測の事態への対応（石油の流出など） 	<p style="text-align: center;">環境監視プログラム</p> <ul style="list-style-type: none"> • 風力発電2社について、建設前・建設中・建設後の環境調査を実施し、環境への影響を評価 • EIAとは独立の調査 • 実施主体：Environmental Group (Danish Forest and Nature Agency, Danish Energy Authority, Vattenfall, DONG Energyが構成) • 監視状況や調査結果はIAPEME(International Advisory Panel of Experts on Marine Ecology)により評価 <p>調査項目</p> <ul style="list-style-type: none"> • 埋在動物 • 表生動物 • 植生 • 魚 • 海洋哺乳類 • 鳥 • 人間 • 社会・経済
<p style="text-align: center;">建設段階での環境要求</p> <p>建設段階において、以下の点が管理された</p> <ul style="list-style-type: none"> • 流出する土砂の監視 • 事故や石油の流出 • 廃棄物の管理 • 杭を打ち込むときの注意 • 土砂の管理 • 海の考古学（遺跡等の管理） • 海上交通の登録・報告(registration of navigation) 	

図 3-2-67 デンマークにおける個別プロジェクト毎の環境アセスメントの事例

② 諸外国の事例及び日本の現状

1. 英国の社会受容性調

イギリスは周りを海に囲まれ、豊富なポテンシャルを有することから、海洋再生エネルギーを国の一大産業に発展させることを目指している。そのための取組みとして2000年より複数ラウンドに分けてイギリス海域のリースを開始している。

ラウンド3における開発許認可を取得するまでのプロセスと、同プロセスに関連する関連機関・法令をまとめる。



図 3-2-68 イギリスにおける洋上風力発電の許認可取得プロセス

政府系機関	エネルギー・気候変動省 (Department of Energy and Climate Change, DECC)	安全・安心なエネルギーの供給と気候変動への国際的対応を目的とする機関。2009年に英国海域において戦略的環境アセスメントを実施。現在のビジネス・エネルギー・産業戦略省。
	海洋管理庁 (Marine Management Organization, MMO)	Marine Licenseの付与するための審査を行う。
	環境計画調査局 (Planning Inspectorate, PINS)	国家重要インフラプロジェクトの開発承認書を付与するための審査を行う。
	Crown Estate	英国領海の海底をほぼ全域について所有し、大陸棚の天然資源(石油、ガス、石炭等)を調査、利用する権限も有している。洋上風力発電所開発事業者を決めるための競争入札を実施。
法令	エネルギー法(2004年)	海底を利用する際にCrown Estateからのリースが必要であることが定められている。
	海洋・沿岸アクセス法(2009年)	Marine Licenseの所轄機関や適用対象を定めている。
	電気法(1989)	1-100MWのプロジェクトにおいて取得する必要のある発電事業に係る承認を定めている。
	計画法(2008)	国家重要インフラプロジェクトに該当するプロジェクトの範囲や開発承認書の所轄機関を定めている。
	電気工事(環境影響評価)(イングランド・ウェールズ)規則(2000年)	環境影響評価の基準を定めている。
	電気(オフショア発電所)(承認申請)規則(2006年)	電気法36条に基づいて作成された申請書を提出する際に課される申請料金を定めている。
	生息域規則	Crown Estate からリースを受けるための法的承認を得るために遵守する必要がある規則。

図 3-2-69 イギリスにおける洋上風力発電開発に関連する機関及び法令

2. ドイツの社会受容性調査

排他的経済水域における洋上ウィンドファームプロジェクトの建設及び運転に関し

ては、海洋施設規則 (Marine Facilities Ordinance) に基づく、連邦海上水路庁の承認を受ける必要がある。連邦海上水路庁はプロジェクト申請の窓口となっており、以下の手順で承認手続きを行う。

このプロセスを踏まえて、連邦海上水路庁や関連省庁が航路の安全性と効率性を妨害しないか、海洋環境に悪影響をもたらさないかについて審査をする。前者の航路の安全性と効率性の審査においては、地方自治体の船舶水路部の承認が必要となり、後者に関しては環境影響評価の実施が義務付けられている。

承認の有効期間は25年間であり、申請者は承認通知を受けてから2.5年以内に建設に着手する必要がある。

ドイツでは事業者入札制度はなく、申請は先着順で連邦海上水路庁に受理される。連邦海上水路庁が同じサイトにおける申請を複数受領した場合には、全ての許可要件を満たすものの中で順番が最も早い申請に決定する。

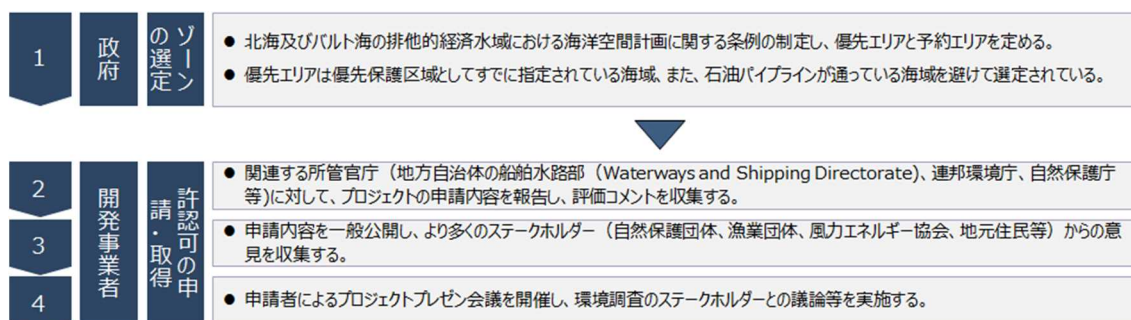


図 3-2-70 ドイツにおける洋上風力発電の開発許認可プロセス

政府系機関	連邦海上水路庁(Federal Maritime and Hydrographic Agency, BSH)	北海及びバルト海の排他的経済水域内における洋上風力発電開発の許認可機関。
	地方自治体の船舶水路部(Waterways and Shipping Directorate)	領海内の洋上風力発電施設や海底ケーブルの敷設の際の許認可を行う機関。
	連邦環境庁	
	自然保護庁	
法令	北海及びバルト海の排他的経済水域における海洋空間計画に関する条例(2009)	海洋利用用途のための優先エリア(Priority Area)と予約エリア(Reservation Area)を定めている。
	海洋施設規則(the Marine Facilities Ordinance)	排他的経済水域における洋上風力発電施設の建設及び運転のための必要な手続きを定めている。
	海底環境の影響調査に関する基準(Standard for Investigation of the Impacts of Offshore Wind Turbines on the Marine Environment)	環境影響評価の最低限の要件を定めている。
	地質工学的調査に関する基準(Standard for Ground Investigations for Offshore Wind Farms)	
	洋上風力タービンのデザインに関する基準(Standard for the Design of Offshore Wind Turbines)	

図 3-2-71 ドイツにおける洋上風力発電開発に関連する機関及び法令

3. 北米における洋上送電システムに関連するアセスメント

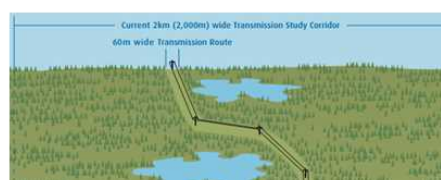
欧州と比較して洋上風力の開発が進んでいない北米エリアでも、洋上の地域間連系線に関わるプロジェクトは相応に進められていることから、北米における洋上送電システムに関わるアセスメントの事例について調査を実施した。

洋上送電システムに関わる環境アセスメントの事例としてカナダの2つの洋上送電システムの開発に関わる環境アセスメント事例を整理した。

i. Labrador-Island Link (LIL)

カナダ東部のニューファンドランド州で敷設されている送電システムの一部は海底ケーブルによるものである。

事業名	The Labrador-Island Link (LIL)
国・地域	カナダ ニューファンドランド・ラブラドル州 ラブラドル地域マスカラット発電所⇄ニューファンドランド島アバロン半島ソルジャーズ池
事業主体	Nalcor Energy (Emera社も参画)
事業ステータス	商業運用中
事業概要	<ul style="list-style-type: none"> MUSKRAT FALLSプロジェクトの一環で、900MW、350kV、総距離約1100km（うち、35kmが海底ケーブル）の送電線網を建設するプロジェクト。 2017年末に建設が完了、2018年6月に運用開始。（ただし発電所の建設は一部継続中） 建設総コストは21億\$（見込み） 送電線敷設予定ルートの周囲2kmの環境調査を行い、適切なルートを確定させたのち、60m幅で送電線を建設している。



出所) Labrador-Island Link Environmental Impact Statement

図 3-2-72 Labrador-Island Link (LIL) の概要

同プロジェクトの環境アセスメント時の評価項目とコメントは以下の通り。

自然環境面	
大気：	建設工事車両の使用による大気汚染発生の可能性がある。ただし、建設完了後に大気汚染が発生する可能性は低い。
土地：	送電線、変電所、一時的な道路やキャンプの建設に伴い、草木の伐採が必要となるが、野生生物保護の観点から、最小限の影響に留まるよう、配慮が必要。
小川、川、湖：	橋や排水路の建設の際には、最小限に限られたエリアで実施し、川や湖への汚染物質流出が発生しないよう、配慮が必要。
海：	海底ケーブル及び海岸線での電極設備建設に伴い、海水、海洋生物への影響が発生する可能性がある。特に、電磁場の発生や少量の化学物質の流出が起きうため、影響を最小限に留めるよう努めることが必要。

生活環境面	
歴史的遺産：	事前に歴史的遺産について調査し、工事によりそれらに影響が及ばないよう配慮することが必要。
コミュニティ：	建設に携わる作業員、及び医療補助者などは、基本的に一時的なキャンプで生活するため、地元コミュニティに立ち入る等の影響はほとんどないと考えられる。
経済成長：	建設にかかる4年間、うち特に工事が集中する2年目は、雇用創出の面で経済成長に寄与するところが大きい。
土地資源利用：	原住民として、または休暇時等に土地を利用する人にとって、利用エリアが制限される可能性があるため、建設時の使用地は最小限に留めることが必要。
観光：	作業員は一時的キャンプにて生活することで、観光シーズン等の地元ホテル施設の占拠を防ぐことができる。
景観：	個々人により意見が異なるが、基本的にプロジェクトは人目につきにくい場所で計画されることが望ましい。本プロジェクトでは国立公園エリア等は避けられている。
漁業：	建設が集中する約6か月間、漁業エリアが制限される可能性があるため、漁業関係者との綿密な相談が必要。

出所) Labrador-Island Link Environmental Impact Statement

図 3-2-73 Labrador-Island Link (LIL) の環境影響評価項目

ii. Maritime Link

カナダ東部のニューファンドランド州で運用中の送電システムプロジェクトにおける開発時の環境アセスメントの状況について整理した。

事業名	Maritime Link
国・地域	カナダ ニューファンドランド島 Granite 運河 (Granite Canal) ⇔ ノバスコシア州 ウッドバイン (Woodbine)
事業主体	Emera Inc.
事業ステータス	商業運用中
事業概要	<ul style="list-style-type: none"> MUSKRAT FALLS プロジェクトの一環で、500MW、直流電圧 200kV、総距離約 520km (うち、170km が海底ケーブル) の送電線網を建設するプロジェクト。 この送電線は、ニューファンドランド島と北米エリアを結ぶ初めてのプロジェクトであり、完成によってニューファンドランド・ラブラドル州エリアに対して、より再生可能エネルギーを供給しやすくなるとされている。 建設総コストは 12 億 \$ (見込み) 2011 年から、建設地の環境調査等が開始され、2014 年の環境保護計画承認の下、建設開始、2017 年に完了、2018 年 1 月より運用開始。

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
環境に関する研究	●	→					
環境調査・仮工事・設計	●	→					
アセスメントレポート策定・承認			●				
環境保護計画承認				●			
建設				→	→	→	
環境影響モニタリング				→	→	→	
コミッション							●



出所) Maritime Link < <http://www.emeranl.com/en/home/themaritimelink/overview.aspx> >

図 3-2-74 Maritime Link の概要

環境アセスメント特定項目	
地理環境	Geophysical Environment
大気環境	Atmospheric Environment
水資源	Water Resources
水環境	Aquatic Environment (marine and fresh water)
草木	Vegetation
湿地エコシステム	Wetland Ecosystems
野生生物及び生息域	Wildlife and Wildlife Habitat
ニューファンドランドのカリブー	Newfoundland Woodland Caribou
重要な種の保存	SOCI : Species of conservation interest
指定エリアの保存	Protected Areas and Areas of Conservation Interest
経済・ビジネス面の雇用環境	Economy, Business and Employment
土地資源利用	Land and Resource Use
漁業	Commercial and Recreational Fisheries
考古学的遺産	Archaeological and Heritage Resources
原住民の土地利用	Current Use of Land and Resources for Traditional Purposes by Aboriginal Persons

VEC Name	Jurisdiction of VEC		
	Newfoundland	Cabot Strait	Nova Scotia
Caribou	✓		
SOCI	✓	✓	✓
Socio-economic Environment	✓		✓
Archaeological and Heritage Resources	✓		✓
Marine Environment		✓	
Commercial Fisheries		✓	
Current Use of Land and Resources for Traditional Purposes by the Mi'kmaq		✓	✓



※赤枠内が海底ケーブル敷設地域

出所) EMERA NEWFOUNDLAND AND LABRADOR MARITIME LINK ENVIRONMENTAL ASSESSMENT REPORT Section5.0 (2013)

図 3-2-75 Maritime Link の環境アセスメント

4. 日本の社会受容性調査

イギリス、ドイツと比較して導入事例は必ずしも多くはないが、日本における洋上風力発電事業開発のプロセスは図に示すような手続きを行う必要がある。

i. 日本における洋上風力開発の許認可プロセス

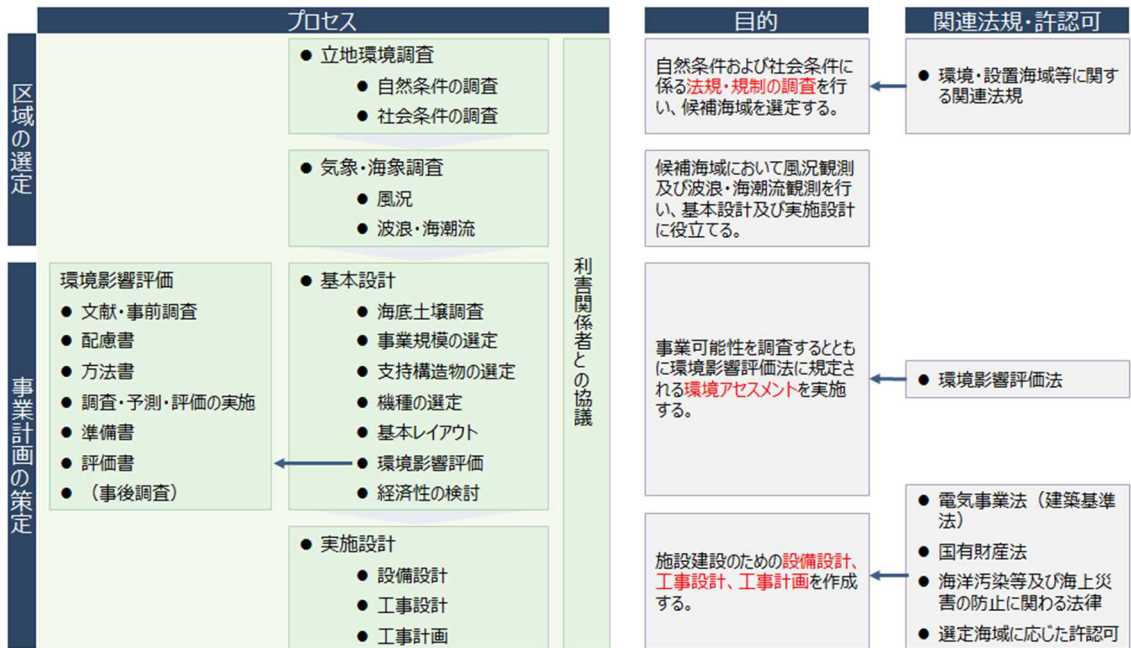


図 3-2-76 日本における洋上風力発電の開発許認可プロセス

上記の各プロセスに関連する法令などの整理を行うとともに、洋上風力発電の開発プロセスにおいて留意する事項について表に示すステークホルダーへのインタビュー調査を実施し、以下のような事項が把握された。

- 法律に基づく環境アセスメント
 - 環境アセスメントはあくまで手続であり、規制ではないことが事業リスクを増大させている。つまり、「〇〇を下回れば許可される」、「△△をすれば問題ない」という、明確な基準が存在しない。
 - ◇ 事業実施地域により、評価項目そのものや項目毎の重要性も変わる。例えば、野生生物が生息する地域では生態系に与える影響が、観光資源が豊富な地域では景観に与える影響が、住宅集中地域に近接する場合は騒音等がそれぞれ重視される。
 - 地域住民と十分なコミュニケーションが取れていない案件では、意見募集の際に大量の意見が住民から出されることもあり、プロセスの長期化をもたらす。事業実施地域住民の理解を得ることが極めて重要。
 - 現在、3～4年程度とされている環境アセスメントにかかる期間を半減する検討をしている。
 - 海底ケーブルの敷設は現時点で法アセスの対象外。ただし、洋上風力発電の扱いについては現時点で検討中であり、海底ケーブルの扱いも含め、基本的

な考えがまとまったところで公表する予定。

● 自治体・地域住民とのコミュニケーション

- 自治体独自に条例において環境アセスメントを定めているケースもある。法アセスより対象事業の範囲が広いことも多い。
- 環境アセスメントや港湾に関連する法律等、各種許認可手続きそのものが大きな障害となるケースは少ない。一方、事業地域で反対運動が盛り上がっている等、住民とのコミュニケーションが十分でない場合は自治体としてサポートできない。
- 事業実施によって当該地域にどのようなメリット（雇用等）を生むかを自治体に対して説明することが必要。
- 自治体の理解を得られると、住民説明会への同席等のサポートが受けられることもある。事業者のみで説明会を実施しても、思ったようなコミュニケーションが取れないことも多い。

イギリス、ドイツ及び日本における調査を通じて、各国の洋上風力発電に関わる比較整理を行った。

表 3-2-35 洋上風力発電開発に関わる比較・検討

	洋上風力開発計画の概要	政府の関与	海域利用に係るルール
英国	<導入目標> 2020年までの導入目標：18GW <開発計画> 2000年より、複数ラウンドに分けて英国海域における商用リースを開始し、計約54GWを開発予定	<海域指定> ラウンド3では以下の手順により海域を指定 ① DECCが戦略的環境アセスメントを実施 ② Crown Estateが自然保護区域等に該当しない9つのエリアを指定 <事業者入札> Crown Estateによる競争入札	<許認可機関> ・1~100MW：MMO ・100MW以上：PINS <主な許認可プロセス> ・1~100MW：MMOによるMarine License（朔望平均満潮面以下、あるいは感潮河川内で行われる活動に係る許認可）と発電事業に係る許認可 ・100MW以上：PINSによる国家重要インフラプロジェクトの開発に係る許認可 ・陸域活動に係る許認可
ドイツ	<導入目標> 2030年までの導入目標：25GW <開発計画> 75以上のプロジェクト申請があり、2030年までに約30のプロジェクトで稼働予定	<海域指定> 連邦政府が環境保護区域等に該当しないエリアを指定（※環境アセスメントは実施しない） <事業者入札> 入札制度はなし（先着順で申請が受理される）	<許認可機関> BSH（※鏡海（12海里内）は沿岸州当局） <必要となる主な許認可> ・洋上風力発電の建設許可 ・送電ケーブルの建設許可
日本	<導入目標> 2030年までの導入目標：9.6GW（風発協） ※2030年までの導入見込：0.8GW（長期エネルギー需給見通し） <開発計画> 港湾区域で0.78GW、一般海域で0.61GWが計画中であり、2025年までには運転開始予定	<海域指定> 政府による指定海域はなく、事業者自身で、風況調査や環境アセス、ステークホルダーとの調整を実施	<許認可機関> ・環境省 ・経済産業省 <主な関連する法律> ・自然環境保全体法 ・港湾法 ・港則法

ii. 日本における海底ケーブル敷設に伴う環境アセスメント

日本に先駆けて洋上風力発電と海底ケーブル敷設が行われて欧州では、海底ケーブル敷設に伴う環境影響として以下が想定されている。欧州をはじめとする諸外国では、

海底ケーブルの敷設に伴う環境影響として、敷設に伴う海底の直接改変、海底ケーブルからの電磁場や熱の発生、工事中の水の濁りの発生などが想定されており、このうち工事中の水の濁りの発生が主な環境影響として取り上げられている。ただし、海底ケーブルからの電磁場による海生生物への影響については知見が少ない。

敷設、維持及び修理、除去	供用時
<ul style="list-style-type: none"> • 海底の改変 • 生物への直接的影響、攪乱 • 汚染物質の攪乱（水の濁り） • 視覚的な影響 • 騒音（船舶やケーブル敷設機器による） • 船舶からの排出や廃棄物 	<ul style="list-style-type: none"> • 人工的な固い生息基盤の出現 • 電磁波（電磁場）の発生 • 熱の発生

欧州をはじめとする諸外国では、海底ケーブルの敷設に伴う環境影響として、敷設に伴う海底の直接改変、海底ケーブルからの電磁場や熱の発生、工事中の水の濁りの発生などが想定されており、このうち工事中の水の濁りの発生が主な環境影響として取り上げられている。ただし、海底ケーブルからの電磁場による海生生物への影響については知見が少ない。

図 3-2-77 海底ケーブル敷設時の環境アセスメント

出所) 海底ケーブルに関係する主な環境影響（洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書 /2017）より作成

iii. 漁業権交渉に関して

日本において海底送電網を敷設する際に、環境アセスメント上留意が必要な点等を把握するため、既に日本近海で海底ケーブル敷設を実施している通信ケーブル敷設に伴う漁業権交渉に関わる事例調査を実施した。

【漁業権交渉】

計画段階～敷設予定地の海底調査～工事期全てにおいて、漁業権交渉が必要となる。通信ケーブルの場合、ケーブルの存在自体が漁業に与える影響はあまり問題にはならないが、海底調査及び工事期に漁業活動が中断されることに対して、金銭的な補償を求められることが多い。そのため、調査や工事はその地域の漁業活動最盛期を避けて行われる。

運用開始後、修理が必要となった場合は、時期を選択することができないため、補償額が高額になることがある。

運用時の事例としては、底引き網が海底ケーブルとの接触で破損した際に、網の修理費を請求された例がある。

【生態系・観光資源への配慮】

サンゴ礁がある地帯や、ウミガメの産卵地、ダイビングが盛んな海域等では、生態

系・景観保護の観点から敷設を拒否される場合があった。その際は地元意見を取り入れ、ルートを再検討することで敷設可能となった。

ケーブルからの成分流出等に関する問い合わせを受けた際は、英ケーブル製作会社より、海中への成分流出がないとの証明書を発行して対応した。

上記を踏まえて、送電用海底ケーブル敷設時に留意すべき事項として次に示すようなことが挙げられる。

【漁業権交渉】

水深100m以内の海域に敷設を検討する場合、全ての地域で漁業権交渉が必要となる可能性が高い。水深が100mを場所は漁業権交渉が不要となる場合もある。

【既存海底ケーブルへの影響】

送電線ケーブルの場合、通信ケーブルと違い、熱が発生するため、運用時にも漁業や生態系に与える影響について問われる可能性がある。

現在日本近海にある通信ケーブルと交差する形で、新たに送電線ケーブルを敷設する場合、交差場所で熱が発生したり、送電線の重みによりケーブル同士がすれたりすることで、通信ケーブルが破損する危険がある。なるべく交差しないルートを選ぶこと、交差する場合はブリッジを活用することが求められるが、それにもなって敷設費用負担がかなり大きくなる可能性がある。

現在、送電用海底ケーブルの敷設が計画されている海域には、地震計と津波計と光海底ケーブルが一体となった観測網（左図）や、世界各国と結ばれている通信ケーブル（右図）が無数に存在する。

前頁記載のとおり、ケーブル同士が交差する地点は、より重量が大きい送電用ケーブルが既存のケーブルに与える影響が懸念されるため、影響に関する調査や、交差を最小限にするルートの検討、ブリッジ技術の活用などが必要となる。

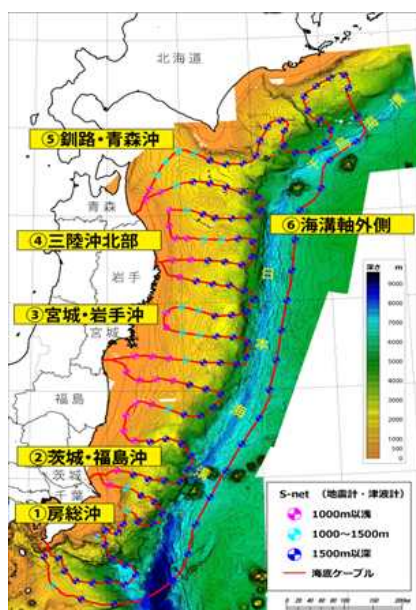


図 3-2-78 通信用海底ケーブルの敷設状況

出所) 国立研究開発法人防災科学技術研究所 <<http://www.bosai.go.jp/inline/seibi/seibi01.html>>
(左)

海洋政策研究所 <https://www.spf.org/_opri/newsletter/118_1.html> (右)

(イ) 研究開発の成果

洋上風力に関しては、海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法¹）などの整備により、環境アセスメントに関わる手続き面での整備などが進められている。

しかしながら、本事業の調査で整理されているように、洋上風力及び洋上送電の設備が進む欧米諸国でも、環境アセスメントを含む社会受容性に関わる手続きは多方面の規制当局との折衝が必要であることから、これらの一元管理化に対するニーズは高い。

今後も引き続き、洋上送電システムの整備に関わる社会受容性を確保するために必要となる手続き面での一元化、簡素化に関わる制度面での整備が必要になると考えられる。

(ウ) まとめ

本事業開始当初（2016-2016年度）に当該検討を実施して以降、国内における洋上風力発電に関わる事業環境は大きく変化したが、洋上風力発電および送電システムに関わる社会受容性に関わる制度環境は大きく変化している。他方で、諸外国でも指摘される漁業権のような課題に関しては、引き続き留意していく必要がある。

¹ <https://www8.cao.go.jp/ocean/policies/energy/yojo2.html>

V. 制度・ルール検討

(ア) 研究開発のプロセス

① 先行事例調査

1. 英国 OFTO 制度

英国では、洋上送電システムについては、OFTO (Offshore transmission owner) と呼ばれる、陸上送配電システムとは異なる事業者が運用する制度が導入されている。

OFTO モデルでは、①洋上風力発電事業者が発電設備と海底送電設備を一括で建設し、送電設備部分を OFTO に入札移管する形態と、②発電事業者と OFTO が発電・送電設備を別々に建設・運用する形態、が存在。これまでの事例はすべて①に該当するスキームが選定されている。

①のスキームが選定される場合の留意事項は以下の通り。

- ✓ OFTO モデルでは、①洋上風力発電事業者が発電設備と海底送電設備を一括で建設し、送電設備部分を OFTO に入札移管する形態と、②発電事業者と OFTO が発電・送電設備を別々に建設・運用する形態、が存在。これまでの事例はすべて①。
- ✓ 洋上送電設備を発電事業者から OFTO に移管するにあたり、譲渡する送電線資産の価値を算定する必要がある
- ✓ 発電事業者は、予想建設コストを踏まえて、送電設備の希望譲渡価格を Initial Transfer Value (ITV)として OFGEM に提出。OFGEM は ITV を評価し、「適正な価格」として Final Transfer Value (FTV) を決定する (ITV は、設備建設途中に「暫定価格」として提出されることが多い。つまり ITV は曖昧な部分があるため、完成を待って OFGEM の審査を受ける)
- ✓ OFGEM が定めている送電設備資産評価のガイドライン概要は以下の通り。明確なルールではなく、コスト案と積算の考え方をディベロッパーが提示し、OFGEM が個別に審査している
- ✓ OFTO は、送電線運営への報酬を TRS (Tender Revenue Stream) として National Grid から得る。TRS は、OFTO 選定の入札の際に、非常に重要な評価項目となる
- ✓ OFTO が受け取る事業収入は、TRS をベースとしつつ、OFTO の事業リスクを低減するため、CPI などとリンクして調整されている。事業収入調整式は OFGEM にて整理されている
- ✓ OFTO の事業収入は、送電線の Availability に対して支払われる。洋上風力発電所の稼働状況に関わらず、いつも送電可能な状態にしていれば、予め認可された事業収入を満額獲得できる。Availability が所定の水準より低い場合は、収入が減

じられる。

- ✓ 2014年の送電線運営収入(OFGEM認可)は、発電量あたりに換算すると1.15-1.96 pence/kWh(約2.1~3.5円/kWh)。送電容量あたりでは、22,840~74,873円/MW。

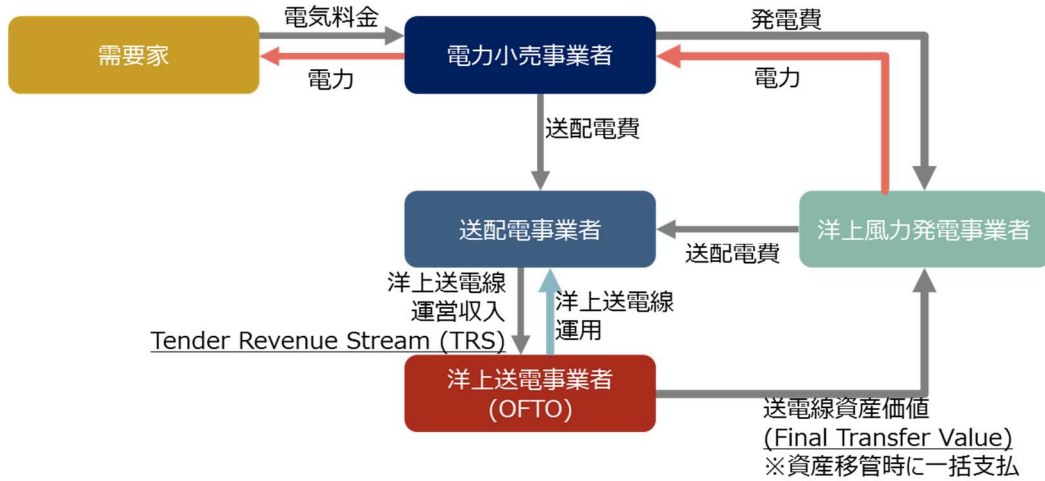


図 3-2-79 英国の OFTO モデル

OFTO 制度における入札からコスト評価までのプロセスは図のように整理され、これらのプロセス毎の各ステークホルダの役割についても整理を行った。

		EPQステージ	ITTステージ	PBステージ
ofgem	(OFTO決定プロセス) 入札プロセス	<ul style="list-style-type: none"> 入札者はofgemに対し財政状況、管理運営能力、TRSの想定額等を提出。 Ofgemはそれら情報を評価し、入札資格者のリストを作成。 	<ul style="list-style-type: none"> OfgemはEPQフェーズで提出された情報を基に入札資格者の中から3~5社の最終選考リスト (ITT) を作成。 	<ul style="list-style-type: none"> ITTにリストアップされた対象者について以下の観点から評価を行うことで、優先入札者を決定し、ライセンスを付与する。 ① コンプライアンス ② 非財務的な実現性 ③ 財務的な実現性 ④ 収入とその前提となる仮定
	コスト評価プロセス	<ul style="list-style-type: none"> Initial Transfer Value <ul style="list-style-type: none"> ✓ 洋上風力送電設備建設事業者から提出される初期段階の見積もり ✓ OFTO入札者はこの見積額を参考に、Indicative TRS(OFTO収益の想定額) 等を検討する。 	<ul style="list-style-type: none"> Indicative Transfer Value (ITV) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 洋上風力送電設備建設事業者からの追加情報をもとにInitial Transfer Valueを修正。 ✓ Ofgemが会計レビューと技術分析を行うことでも修正を行う。 ✓ 最終選考リスト(ITT)に載っているOFTO入札者の評価を行う際にはITVを用いる。 	<ul style="list-style-type: none"> Final Transfer Value (FTV) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 洋上風力送電設備建設コストの90~95%以上が支出された段階で算定されるOFTO資産の確定額。 ✓ この値は優先入札者にも共有され、TRSの推定に活用される。
入札者	<ul style="list-style-type: none"> 基本情報、財政状況、TRSの想定等を記載した書類をofgemに提出 	<ul style="list-style-type: none"> Initial Transfer Valueを反映したTRSを作成し、ofgemに提出 	<ul style="list-style-type: none"> ITVを反映したTRSを作成 	
発電事業者	<ul style="list-style-type: none"> 建設費用を推定し、Initial Transfer Valueを算出し、ofgemに提出 	<ul style="list-style-type: none"> 建設費用の最新情報をofgemに提出 	<ul style="list-style-type: none"> 建設コストの90~95%が完了した段階での建設費用をofgemに報告 	

図 3-2-80 OFTO 制度のプロセス

同制度下における想定される事業リスクとその割当を整理した。

リスク項目	説明	概要
建設リスク	コスト高騰、工期延長に関するリスク	● このリスクは建設事業者（Round 2までは洋上風力発電事業者、Round3以降は建設段階からOFTO事業者が参加可能）が負う。
需要リスク	想定発電量からの乖離	● OFTO事業者送電可能な状態を維持している限り、収入を得る資格がある（風力発電所の発電実績に関するリスクには晒されない）。もしもOFTOの収入期間が終わる前に風力発電所がシャットダウンしても、送電サービスに対する収入は払われ続ける。 ● OFTO事業者は、より高い送電需要を満たすために追加で設備投資をすることもでき、設備投資分はインセンティブとして回収可能である。
運用リスク	想定された稼働率を維持できないリスク	● 想定された稼働率（98%）を維持できない場合、OFTO事業者はその程度に応じてペナルティを負う。ただし、OFTO事業者は保守契約や保険によってこのリスクを軽減することができる。 ● 獲得前のデューデリジェンスによってOFTO事業者はOFTO資産のリスクを評価できる。 ● OFTO事業者が対応することが困難な例外的な事象については、救済措置が取られる(Exceptional Events Mechanism)。
	物価上昇リスク	● 物価上昇によるメンテナンスコスト上昇等のリスクはOFTO事業者が負うが、中期（5～10年）O&M契約によってこのリスクを軽減することができる。 ● TRSはインフレ率によって調整されるため、物価上昇リスクを軽減する効果がある。
不可抗力リスク	産業法の変更等、“不可抗力”の事態が生じるリスク	● OFTOのライセンスは、“不可抗力”に対する収入調整条項（Incoming Adjusting Event）が設けられ、当該リスクに対して保護される。 ● “不可抗力”には、産業法（STC、Grid Code、SQSS等）の変更等が含まれる。
契約先リスク	収入の不払いリスク	● OFTO事業者の収入はOFGEMから規制を受けているNETSO,National Gridから提供を受けるため、不払いリスクは小さい。

リスク項目	説明	概要
物価変動リスク	予想以下のインフレはインフレ・カバレッジ・レシオを低下させる	● OFTOの収入はインフレ率によって調整されるため、大幅なデフレが生じた場合はそれにとまって収入額は減少する。そのことにより、債務返済に問題が生じうる。 ● このリスクを軽減する手法として、資金調達段階において、借入金の金利をインフレ率に連動させる契約を結ぶことなどが考えられる。
資金調達コスト	プロジェクト全期間にわたる、OFTOによる支払利息の変化	● OFTO事業者は資金調達コストの変化のリスクを負う。 ● 低金利による再資金調達は、OFTOに利得をもたらす。 ● 資金調達コスト増大による損失を回避するために、調達先を分散することが考えられる。
税リスク	プロジェクト全期間にわたる、想定された税の支払額の変化	● OFTOがリスクを負担する。 ● OFTO収入を算定する式には税制改正を反映するような項目が存在しないため、仮にOFTO事業者にとって不利な改正が合った場合は不利益に働く。
法改正リスク	不可抗力（前項参照）とみなされない法の改正リスク	● 不可抗力と定義されていない一般的な法改正によるコスト増分は原則としてOFTOが負担する。 ● ただし、廃棄費用等、一部法改正による負担増をTRSに反映させられるケースもある。
政府の方針の転換	洋上風力はもはや優先度が低いと政府が判断する。	● ライセンスにおいて20年間の収入が約束されているため、OFTOはこのリスクから守られている。

図 3-2-81 OFTO 事業におけるリスクとその割当

2. ドイツにおける送電設備形成に関わる制度²

ドイツにおける洋上風力発電の送電システムのコスト負担はシャローコストの構造

² 2017年7月にドイツ政府は、系統利用料金を引き下げ、残りの費用をより公正に負担することを目的とした系統料金構造近代化法（NEMoG: Act on the Modernisation of the Grid Fee Structure（Netzentgeltmodernisierungsgesetz））を採択。同法令に基づき、2019年から洋上風力発電の系統連系にかかる費用負担の方法が改正され、北海・バルト海の海域で進行している洋上風力発電プロジェクトについて、送電系統への連系が遅滞なく行われるために、洋上

となっており、直流送電システムは基本的に TSO の負担となっている。
 TSO が個別プロジェクトの事業性をどのように評価しているのかは公開資料から得ることが難しい。本調査では、洋上送電システムの設備形成に当たって、TSO が受ける規制等の事業環境を整理することで、事業性に対する示唆を得るアプローチを出発点としている

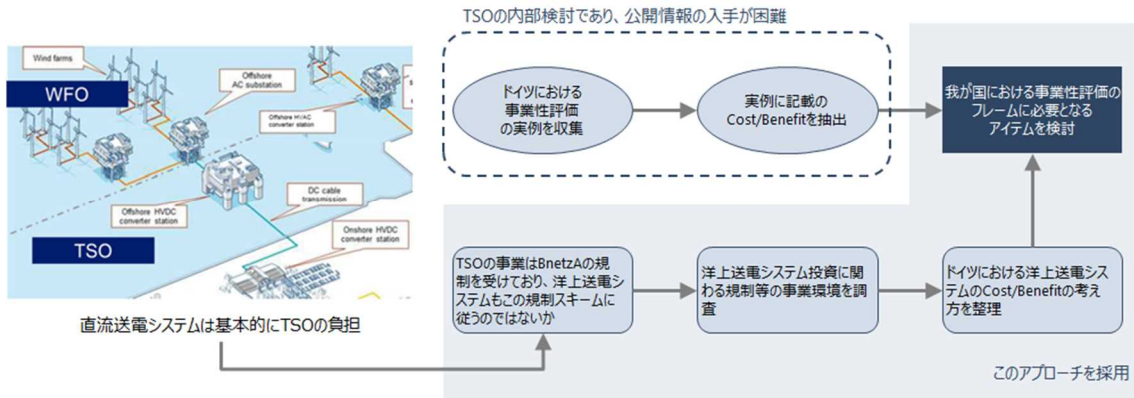
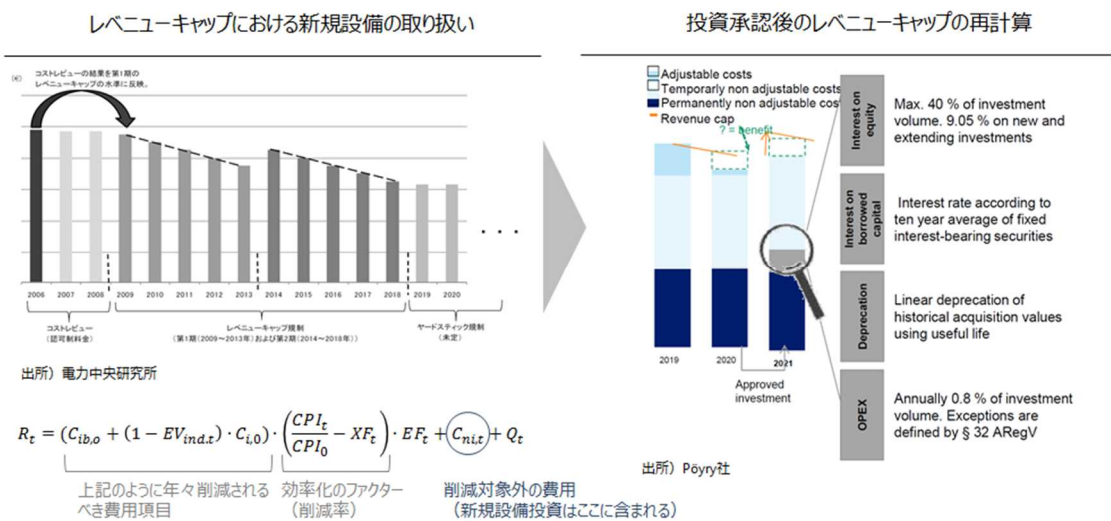


図 3-2-82 ドイツにおける洋上送電設備のコスト負担の考え方と調査アプローチ

ドイツにおける送電事業は、レベニューキャップ規制を受けており、年々のコスト削減（効率化）を強いられているが、必然性のある新規設備投資（洋上設備も対象）については、この効率の対象外となっている

新規設備投資が BnetzA（規制機関）に承認されれば、TSO は新たにレベニューキャップを計算し直す。年々縮小するレベニューの底上げができることが、投資インセンティブとして働いていると考えられる。



発電設備の連立遅延により生じた損害を補償するための財源として、送電系統運用者と電力需要家の双方からサーチャージ（課徴金）として徴収する規定を設けた。

図 3-2-83 ドイツの送電設備コスト回収のメカニズム

洋上送電システムは、その新規設備投資が適切であると BnetzA に判断されれば、電気料金として回収できるスキームとなっている

TSO の洋上設備建設が適切であるかは、TSO の設備計画（洋上は「Offshore Network Plan (O-NEP)」）を BnetzA が審査する。審査の結果、適切であると判断されれば、「Confirm」される。

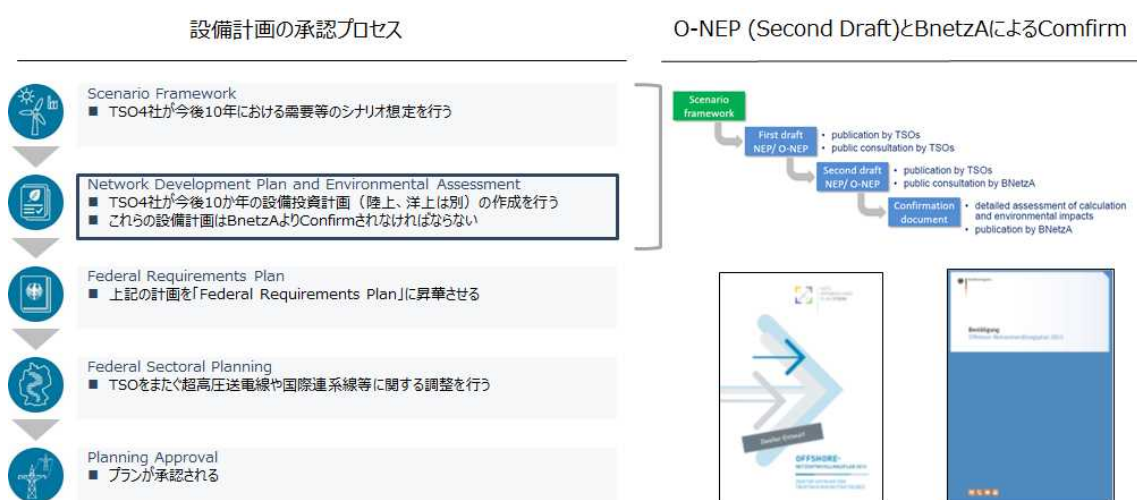


図 3-2-84 ドイツにおける洋上送電システム設備計画の承認プロセス

(イ) 研究開発の成果

調査実施時期（2015-2016 年度）以降、国内電気事業制度改革も進み、2020 年を目途に実施される送配電分離に関わる制度設計の議論の中で、送配電設備投資の費用回収に関わる託送料金制度の議論も進められている。

他方で、調査時期以降、前述のようにドイツのように洋上送電設備形成の遅滞なく進めるための方法論として、投資の回収を従来の一般負担から、賦課金方式に変更するなどの制度変更がなされている中で、日本国内においても先行する欧米諸国の最新の制度動向を踏まえて洋上送電システムの設備形成と投資回収に関わる制度設計のための調査・検討を継続的に進めていくことが必要になる。

(ウ) まとめ

本事業開始当初（2016-2016年度）に当該検討を実施して以降、国内における送配電分離を含む事業制度の変革や、再生可能エネルギーの系統接続及び運用に関わる詳細制度の変更に伴い、洋上風力発電およびその送電システムを取り巻く制度・ルール環境も大きく変化している。したがって、関連する諸制度の詳細制度設計内容に合わせ

て、洋上送電システムの構築及び運用に関わる制度・ルールについても、再度論点を整理する必要がある。そのうえで、諸外国の制度・ルールを踏まえて、今後整備される洋上送電システムに関わる制度・ルールについて引き続き検討していく必要がある。

2.1.3 多端子直流送電システムの制御・保護方式の開発、設備の要求仕様の検討（東京電力ホールディングス、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所、電力中央研究所）

(1) 研究開発の目的・内容

実際に複数の洋上 WF と多端子直流送電システムを導入する場合、一度に設備形成されず、徐々に拡張して建設されていくことが想定され、事業によっては交直変換器などの設備が複数メーカーによる連系となることが考えられるが、異メーカー間の連系を可能にする標準の仕様は現時点では整理されていない状況である。従って、本開発では、異メーカー間の連系を前提とした制御・保護方式、標準仕様を検討することを目的とし、洋上 WF と交流系統とを結ぶ多端子直流送電システムにおいて、自励式交直変換器の制御・保護方式および標準仕様を明らかにする。具体的には、東芝エネルギーシステムズ製、日立製作所製の多端子接続に対応した交直変換器モデルを組み込んだ多端子直流送電システムのシミュレーションモデルを開発し、シミュレーション解析計算およびデジタル系統シミュレータ試験によるケーススタディを実施する。さらに、我が国への導入を前提とした設備が有すべき耐電圧、電流レベルなどの仕様を明らかにする。

(2) 中間目標の達成状況

以下に中間目標と、成果の達成度を示す。

表 3-3-1 開発成果と達成度

自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様の作成 (東電 HD、日立、東芝エネルギーシステムズ)			
主な内容	中間目標	成果	達成度
異社間接続が可能な洋上多端子直流送電システムの標準仕様書案の作成	洋上 2 端子、陸上 3 端子の洋上多端子直流送電システムにおける標準仕様書案を作成する	定常状態と運転シーケンスの整理、各種想定事故の洗い出しとその時の構成要素の応動様相を整理した、異社間接続を可能にする標準仕様書案を作成した	○
異メーカーの自励式交直変換器の相互連系を可能にする標準仕様の検証（東電 HD、日立、東芝エネルギーシステムズ）			
主な内容	中間目標	成果	達成度
異メーカー間で構築された洋上多端子直流送電システムの標準仕様の解析検証	多端子の最小単位である 3 端子系統での異メーカー接続モデルを作成する	2 端子系統でのモデル作成を行った後、3 端子系統での組み合わせ検証が可能な状態となった	○
設備の要求仕様の検討（電力中央研究所）			
主な内容	中間目標	成果	達成度

直流送電システム関連仕様開発（500 kV MMC 型多端子直流送電設備の仕様検討）	想定する各種過電圧および異常現象の解析を行い、500 kV 多端子直流送電システムの設備に要求される耐電圧レベルなどの仕様を明らかとする	ベースとなる解析ケースの仕様策定と電力系統瞬時値解析プログラムXTAP上での実際のケース作成を完了した。本項目は、2017 年度 1 年間で実施するものであり、また、この種の解析では、解析そのものよりもベース解析ケースの作成に時間を要することを考えると順調に進捗している	○
--	--	---	---

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 最終目標の達成状況

以下に、最終目標の達成状況を示す。

表 3-3-2 開発成果と達成度

自励式交直変換器の制御・保護方式への要求仕様の作成 (東電 HD、日立、東芝エネルギーシステムズ)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
異社間接続が可能な洋上多端子直流送電システムの標準仕様書案の作成	異社間接続可能な 5 端子（洋上 3 端子、陸上 2 端子）直流送電システムにおける標準仕様書を作成する。	○標準仕様書を作成し、2019 年度中に NEDO ウェブサイトで公開するとともに、標準仕様書の案の英訳を作成し、IEC TC115 と調整を開始する等、目標を大幅に達成した。	◎
異メーカーの自励式交直変換器の相互連系を可能にする標準仕様の検証 (東電 HD、日立、東芝エネルギーシステムズ)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
PSCAD による 3 端子（洋上 1 端子、陸上 2 端子）異社間接続検証	・ PSCAD シミュレーションにより、異社間接続した 3 端子直流送電システムの潮流制御・保護制御の機能を確認する。	○PSCAD シミュレーションにより、異社接続による 3 端子直流送電システムの定常状態（保護連動なし）及び事故時（保護連動あり）における潮流制御及び保護制御の機能を確認した。。	○
RTDS による 5 端子（洋上 3 端子、陸上 2 端子）異社間接続検証	・ RTDS シミュレーションにより、異社間接続した 5 端子直流送電システムの潮流制御・保護制御の機能を確認する。	○RTDS シミュレーションにより、異社接続による 5 端子直流送電システムの定常状態（保護連動なし）及び事故時（保護連動あり）における潮流制御及び保護制御の機能を確認した。	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 具体的な実施状況について

I. 自励式交直変換器の制御検証

(a) 自励式交直変換器の制御検証の目的

洋上風力と交流系統とを結ぶ多端子直流送電システムにおいて、自励式交直変換器の制御保護方式への要求仕様を、シミュレーション解析計算（以降、PSCADとする）およびリアルタイムデジタルシミュレータ試験（以降、RTDSとする）によって検証する。研究内容の進め方は次のとおりである。

まず、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含む PSCAD による自励式交直変換器の制御保護方式への要求仕様を検証する。

第一に、自励式交直変換器の主回路および制御保護系、風力発電模擬の変動電源、直流ケーブル、想定される交流系統等の PSCAD のモデルを構築するとともに、解析モデルの動作確認を行う。自励式交直変換器の PSCAD のモデルでは、異メーカーでの主回路方式および制御保護方式の相違を反映する。

第二に、異メーカー製の自励式交直変換器が組み合わされた場合の共通制御保護方式の仕様について、PSCAD により検証する。

第三に、直流ケーブルでの事故時の自励式交直変換器の応動を PSCAD にて検証する。

つぎに、上記 PSCAD で得られた知見や成果を踏まえながら、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含むデジタル系統シミュレータ試験を通じて、自励式交直変換器の制御保護方式への要求仕様をさらに検証する。

第一に、自励式交直変換器の主回路および制御保護系を除いた、風力発電模擬の変動電源、直流ケーブル、想定される交流系統の RTDS のモデルを構築する。

第二に、異メーカーの主回路方式および制御保護方式の相違が反映された自励式交直変換器の RTDS のモデルを構築し、先行して構築した他のモデルと組み合わせる。

第三に、上記組み合せたモデルにおいて、自励式交直変換器の起動、停止、電力分担機能、洋上 WF の出力急変のケースにて RTDS により検証する。

第四に、陸上端子近傍の交流系統または直流ケーブル他での事故時の自励式交直変換器の応動を RTDS により検証する。風力発電の出力変動による交流系統への影響（周波数変動等）についても RTDS により検証する。

以上のとおり、洋上風力、多端子直流送電システム、想定交流系統を含む PSCAD および RTDS による検証結果により、研究成果として自励式交直変換器の制御保護方式への要求仕様が詳細に明らかとなり、国際標準化を意識した多端子交直の制御・保護の標準仕様書を完成させる。

(b) 自励式交直変換器の制御検証のプロセス

まずは、異社による複数の端子による運転を可能とするため、変換器同士、上位制御、洋上 WF、遮断器等の情報のやり取りや制御方法を決定した標準仕様書を作成した。この標準仕様書の記載内容を検証するべく、PSCAD および RTDS にて東芝エネルギー

システムズ、日立製作所が作成した自励式交直変換器モデルを 3 端子（陸上 2 端子、洋上 1 端子）および 5 端子（陸上 2 端子、洋上 3 端子）接続して、シミュレーション解析を実施した。尚、端子の諸条件（直流電圧、極構成、洋上 WF の出力、端子間の距離等）や事故ケース（事故種別、位置）および複数端子を運転制御するために必要な上位制御の位置づけや電力配分等は、関係者にて協議の上決定した。

以上を踏まえ、標準仕様書の記載内容は PSCAD および RTDS によるシミュレーション解析の検証結果を踏まえた内容に追加・修正した。

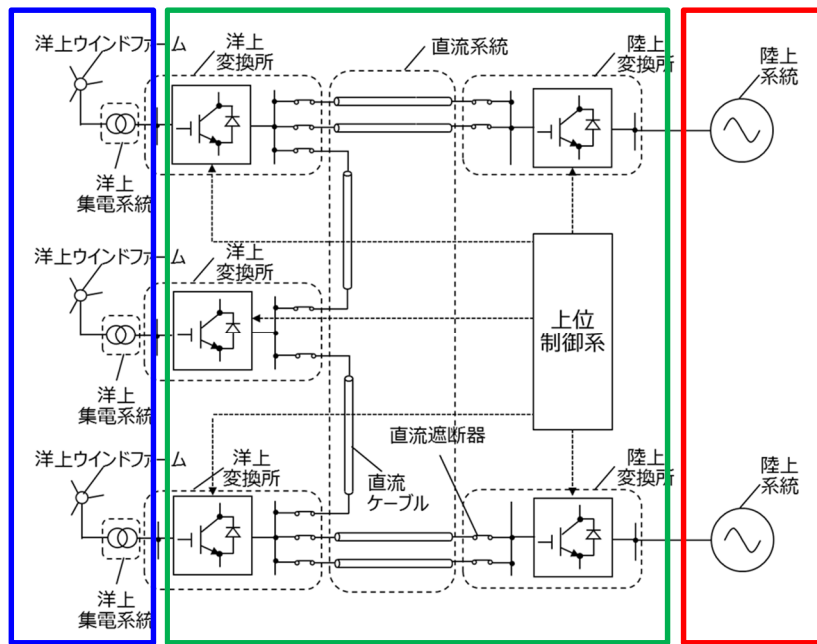
(c) 自励式交直変換器の制御検証の結果

(ア) 上位制御の開発

a) 上位制御の概論

多端子直流送電システムでは、システム全体の運転を制御する上位制御を設定した。将来の各時刻において、各洋上風力発電所の発電事業者が計画する「洋上風力発電計画値」「洋上風力受電計画値」と陸上系統運用者（ISO 等）が計画する「陸上端子間送受電計画値」の両計画値が存在する。

多端子直流送電システム運用者は、これらの計画値および各設備容量、その時々各計画値の優先順位および各端子の運転状況等を考慮して各端子指令値を決定する。上位制御は、図のとおり各端子に対して上記にて決定した各端子指令値に基づき運転指令を出し、各端子はその指令に従い運転する仕組みとする。



各事業者名	計画又は指令値名
青枠：『各洋上風力所の発電事業者』	→ 『洋上風力発電計画値』
緑枠：『多端子直流送電システム運用者』	→ 『各端子指令値』

図 3-3-1 多端子直流送電システムの発電事業者、陸上系統運用者、および直流送電システム運用者の位置付け

b) 設備諸量を超過しない場合と超過する場合における上位制御の電力配分

多端子直流送電システムにおいて、各端子電力および各直流ケーブルの設備の諸量について、「超過しない場合」と「超過する場合」がある。各計画値について、多端子直流送電システム運用者と各事業者間での事前の取り決め等により、予め表3-3-3のような計画実施の優先順位が決められているものとする。この優先順位は、超過する場合における各計画値の調整時に必要となる。

表 3-3-3 各計画値の優先順位パターン

番号	優先順位1	優先順位2	優先順位3 (調整対象)
パターン 1	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画 (端子 1)	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画 (端子 2)
パターン 2	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画 (端子 2)	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画 (端子 1)
パターン 3	洋上風力発電計画	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画 (端子 1) 洋上風力受電計画 (端子 2)
パターン 4	陸上端子間送受電計画	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画 (端子 1) 洋上風力受電計画 (端子 2)
パターン 5	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画 (端子 1)	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画 (端子 2)
パターン 6	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画 (端子 2)	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画 (端子 1)

※端子1：陸上端子1、端子2：陸上端子2

超過しない場合、各端子指令値は各計画値の重ね合わせにより算出される。

超過する場合、始めに超過した分の設備容量を制約値に制限し、その制限した状態で、各端子の電力量、各直流ケーブルの潮流量を多端子直流送電システムの潮流方程式により算出し、その算出された各端子電力量を各端子指令値とする。次にその端子指令値となるよう、各計画値のうち優先順位が低いものから順に計画値を調整する。

上記各項目の算出は図の「上位制御系の電力配分機能のフローチャート」により実施する。

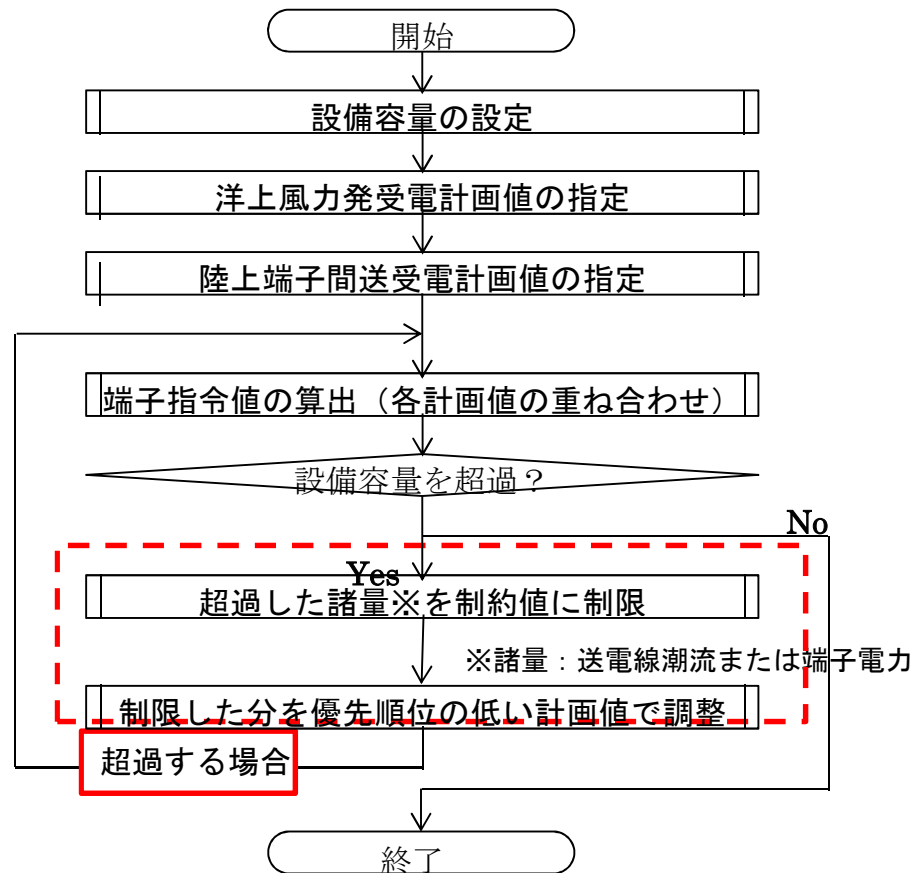


図 3-3-2 上位制御系の電力配分機能のフローチャート

(イ) PSCAD による 3 端子異社間接続検証

a) PSCAD 3 端子検証モデルと諸条件

図に 3 端子検証モデルを示す。端子は陸上に 2 箇所、洋上に 1 箇所の 3 端子の△構成で、各距離 100km、極構成は対称単極で直流電圧±500kV（極間電圧 1,000kV）とした。各自励式交直変換器の定格出力は 1,500MW (Q=300MVar で W=1,581MVA) と設定した。各端子のモデルは変圧器、自励式交直変換器の回路と制御系、直流分圧回路および直流遮断器、交流遮断器等で構成される。

また、自励式変換器モデルは本実証に参加している東芝エネルギーシステムズと日立製作所から受領した。受領したモデルは、製作メーカーのノウハウを守るためにブラックボックス化処理されており、モデルの中身は他組織は知ることはできない。これら 2 社のモデルを A 社モデルと B 社モデルと名付け、洋上－陸上北側－陸上南側の順で、ABB、AAB、BAA、BBA の 4 通りの異社組合せによる 3 端子検証モデルを作成した。

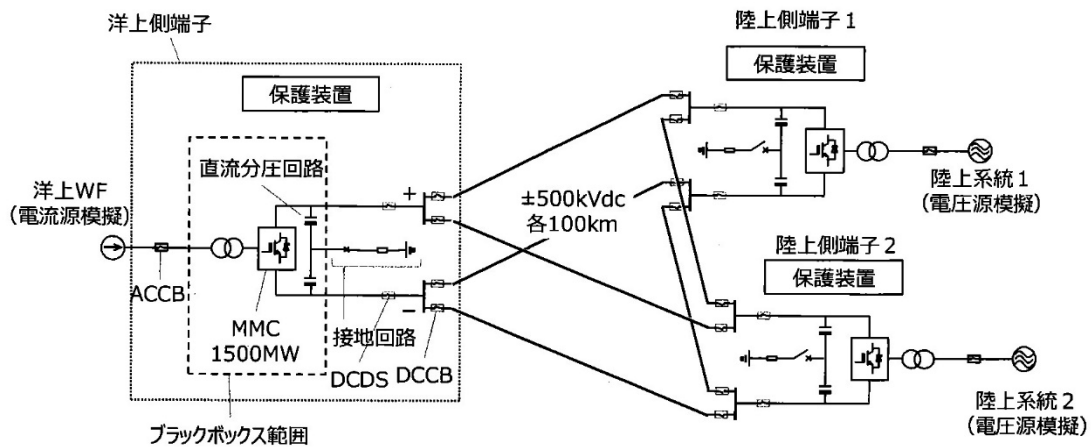


図 3-3-3 PSCAD3 端子検証モデル図

b) 3 端子直流送電システムに求められる機能

3 端子直流送電システムに求められる機能について、本実証の関係者にて協議した結果および検証結果から表のとおりとなり、別紙 1 の標準仕様書にその旨反映した。

表 3-3-4 3 端子直流送電システムに求められる機能一覧表

番号	直流送電システムに求められる機能	標準仕様書での記載
①	直流送電線事故（1箇所）における運転継続機能	第6章：直流系統事故（本線地絡）
②	1端子停止・脱落時の運転継続機能	第6章：陸上端子脱落、洋上端子脱落
③	洋上WF出力急変時の制御機能	第4章、4.3項：直流系統側のローカル制御特性（PDC-VDC特性）
④	FRT要件を考慮した動作機能	第6章：洋上高圧集電系統（送電ケーブル）事故
⑤	定常時の陸上側交直変換器による電力分担機能	第3章、3.1項：上位制御の電力配分の考え方
⑥	ブレーキングチョップの余剰電力消費機能	第6章：陸上交流系統事故

c) PSCAD による 3 端子異社間接続結果

PSCAD による 3 端子異社間接続結果は表のとおり、標準仕様書に記載されている直流送電システムに求められる機能を満足した。また、3 端子全て AAA または BBB の接続ケースと比較し、各機器の制御・保護や応答状況等一致した結果となった。

表 3-3-5 PSCAD による 3 端子異社間接続結果表

番号	求められる機能結果				備考
	ABB	AAB	BAA	BBA	
①	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足
②	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足 ・陸上1端子及び洋上端子停止・再連系の両ケースで実施
③	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足 ・端子出力上限超過（洋上WF出力0.6→1.0pu）及び超過しない（洋上WF出力0.6→0.8pu）場合の両ケースで実施
④	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足 ・陸上1、2端子及び洋上端子停止・再連系のケースで実施
⑤	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足 ・洋上端子出力0.7puで一定、陸上両端子出力を指定で実施
⑥	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足 ・陸上1、2端子の至近交流系統事故ケースで実施

注：「○」：表の求められる機能を満たす。「△」：表の求められる機能を一部満たす。
「×」：表の求められる機能を満たさない。

(ウ) RTDS による 5 子異社間接続検証の結果

a) RTDS 5 端子検証モデルと諸条件

図 3-3-4 に 5 端子検証モデルを示す。端子は陸上に 2 箇所、洋上に 3 箇所の 5 端子の構成で、極構成は対称単極で直流電圧±500kV（極間電圧 1,000kV）とした。各自励式交直変換器の定格出力容量は 1,500MW と設定した。陸上端子は端子あたり 1500MW 変換器 2 台で 3000MW の定格出力をもつ。各端子のモデルは変圧器、自励式交直変換器の回路と制御系、および直流遮断器、交流遮断器等で構成される。

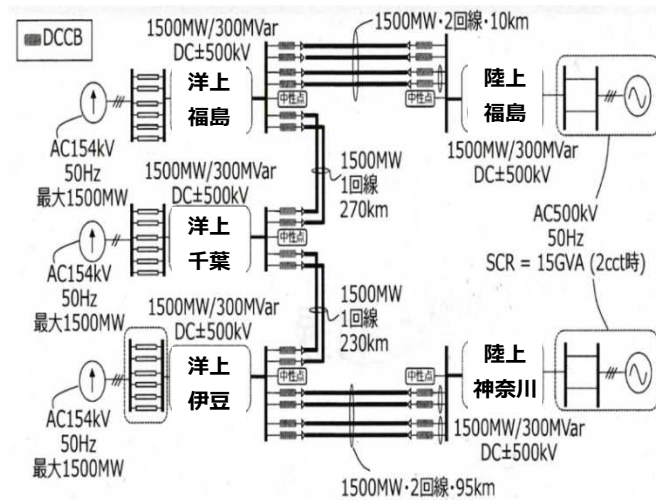


図 3-3-4 RTDS 5 端子検証モデル図

また、自励式変換器モデルは本実証に参加している東芝エネルギーシステムズと日立製作所から受領した。受領したモデルは、製作メーカーのノウハウを守るためにブラックボックス化処理されており、モデルの中身については、他組織が知ることはできない。これら 2 社のモデルをモデル A とモデル B と名付け、陸上福島－洋上福島－洋上千葉－洋上伊豆－陸上神奈川の順で、表の 4 通りの異社組合せによる 5 端子検証モデルの組合せとした。

表 3-3-6 5 端子直流送電システムの異社接続パターン

組合番号	陸上福島	洋上福島	洋上千葉	洋上伊豆	陸上神奈川
①	A	B	A	A	B
②	A	B	B	A	B
③	B	A	B	B	A
④	B	A	A	B	A

b) 5 端子直流送電システムに求められる機能

5 端子直流送電システムに求められる機能について、3 端子と同様表のとおりである。別紙 1 の標準仕様書にその旨反映した。

表 3-3-7 5 端子直流送電システムに求められる機能一覧表

番号	直流送電システムに求められる機能	標準仕様書での記載
①	直流送電線事故（1箇所）における運転継続機能	第6章：直流系統事故（本線地絡）
②	1端子停止・脱落時の運転継続機能	第6章：陸上端子脱落、洋上端子脱落
③	洋上WF出力急変時の制御機能	第4章、4.3項：直流系統側のローカル制御特性（PDC-VDC特性）
④	FRT要件を考慮した動作機能	第6章：洋上高圧集電系統（送電ケーブル）事故
⑤	定常時の陸上側交直変換器による電力分担機能	第3章、3.1項：上位制御の電力配分の考え方
⑥	ブレーキングチョッパの余剰電力消費機能	第6章：陸上交流系統事故

c) RTDS による 5 端子異社間接続結果（保護連動なし）

RTDS による 5 端子異社間接続による保護連動なし試験の検証項目については、上記表 3-3-7 の 6 通りの機能のうち、端子の増加により起動・定常時の協調が難しくなると考え、端子の協調に関する 4 通りの異社接続パターンにて、以下の機能を確認した。FRT 要件を考慮した動作機能、およびブレーキングチョッパの余剰電力消費機能は 3 端子の場合と挙動がほぼ変わらないと考えられるため省略した。

- 直流送電システムの起動
- 直流送電システムの停止
- 定常時の陸上側の交直変換器による電力分担機能（洋上 3 端子の出力指令は固定、陸上神奈川端子の出力指令は指定）
- 洋上 WF 出力急変時の制御機能（洋上福島 WF 出力：0.2→0.5→0.2pu、残りの洋上 WF0.2pu で固定）

結果は、表のとおりとなり、標準仕様書に記載されている直流送電システムに求められる機能を満足した。また、5 端子全て AAAAA または BBBBB の接続ケースと比較し、各機器の制御・保護や応答状況等一致した結果となった。

表 3-3-8 RTDS による 5 端子異社間接続（保護連動なし）結果表

試験内容	求められる機能結果				備考
	ABAAB	ABBAB	BABBA	BAABA	
起動	○	○	○	○	・標準仕様書（第 4 章 多端子直流送電システムの運転状態とシーケンス）の要件を満足
停止	○	○	○	○	・標準仕様書（第 4 章 多端子直流送電システムの運転状態とシーケンス）の要件を満足
電力分担機能	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足
洋上 WF 出力急変	○	○	○	○	・標準仕様書の要件を満足

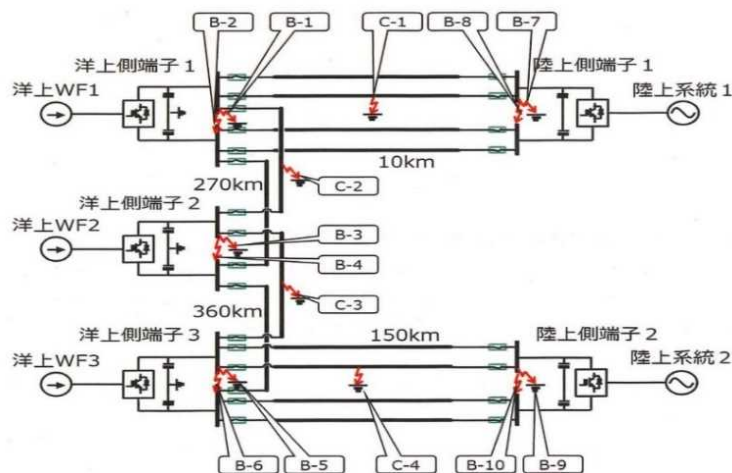
注：「○」：表 3-3-7 の求められる機能を満たす。「△」：表 3-3-7 の求められる機能を一部満たす。「×」：表 3-3-7 の求められる機能を満たさない。

d) RTDS による 5 端子異社間接続結果（保護連動あり）

直流送電システム内に事故が発生した場合、表のように各機器には動作要件がある。この要件を満たしていることを確認するため、RTDS による 5 端子異社間接続モデルにて検証する。図の 5 端子事故位置図の位置にて各事故を発生させて、シミュレーション解析を実施した。

表 3-3-9 直流事故時の各機器の動作要件

直流送電システムの機器	動作要件
洋上 WF	系統連系規定記載の FRT 要件を満たすように事故時の出力制御を行う。また、転送遮断指令を受けた場合、速やかに運転を停止する
洋上端子	事故時も運転継続することが望ましいが、過電流を検出した場合、短時間 GB しても良い。但し、GB した場合、事故除去後に自律的に速やかに再起動する。 また、陸上端子が脱落し洋上 WF の発電量が受電可能な電力を許容する場合には、速やかに停止することで送電量を抑制する。
陸上端子	事故後も運転継続することが望ましいが、過電流を検出した場合、短時間 GB しても良い。但し、GB した場合、事故除去後に自律的に速やかに再起動する。 また、直流分断により直流系統から孤立した場合、停止する。
直流遮断器	健全端子間での電力融通を維持できるように事故後開極動作することで事故電流を遮断し、直流系統から事故点を選択的に除去する。



B : 直流母線事故 (奇数 : 正極地絡、偶数 : 極間短絡)

C : 直流ケーブル事故 (正極地絡のみ)

図 3-3-5 RTDS 5 端子保護連動あり事故位置図

シミュレーション結果は直流ケーブルおよび直流母線の事故の結果は、全ての位置・故障種別において表のような各機器の動作要件を満たしていることを確認した。また、正極地絡事故は、全ての故障位置において 5 端子全て AAAAA または BBBBB の接続ケースと比較し、各機器の制御・保護や応答状況等一致した結果となった。

また、極間短絡事故の結果は表 3-3-10 に示す通りであり、表の直流事故時の各端子の動作要件「事故後も運転継続することが望ましい」を満たすことを確認した。

これらの結果を詳細に見ると、概ね洋上端子は 1 端子停止であったが、表の朱書きのケースの結果は洋上 2 端子が停止した。洋上 2 端子停止の場合、洋上端子母線の同事故により当該端子に加えて隣接する洋上端子が停止するケース及び、陸上端子母線の同事故により当該陸上端子とペアとなっている洋上端子に加えて、隣接する洋上端子が停止する結果となった。尚、これらのケースにおいて、隣接停止端子は全てモデル A であったが、モデル A またはモデル B のいずれが隣接停止端子となるかは、事前潮流やケーブル長等の条件に依存するので一概に結論づけることはできない。

表 3-3-10 RTDS 5 端子保護連動あり (極間短絡) のシミュレーション結果

故障位置	故障部位	故障種別	ABBAB	ABAAB	BABBA	BAABA
B-2 (洋上福島)	直流母線	極間短絡	×○○	×○○	×○○	××○
B-4 (洋上千葉)			○×○	○××	○×○	××○
B-6 (洋上伊豆)			○○×	○××	○○×	○○×
B-8 (陸上福島)			×○○	×○○	×○○	××○
B-10 (陸上神奈川)			○○×	○××	○○×	○○×

注 : 「○」: 事故後運転 (再起動も含む)、「×」: 事故後停止、

左 : 洋上福島、中 : 洋上千葉、右 : 洋上伊豆の運転・停止結果

上記の結果となった理由は、メーカー独自で定めてよいとした変換器保護仕様によって極間短絡事故後の変換器の運転継続の可否に差異が生じたためと思われる。

なお、直流母線の極間短絡事故は、各線毎の GIS 化等によりこの事故を極力防ぐことは可能と考えている。

e) RTDS による 5 端子異社間接続結果（総合検証試験）

RTDS による 5 端子異社間接続による総合検証試験は、図および以下の条件により実施した。

(i) 試験条件

- シミュレーションモデルは RTDS 5 端子検証モデルの既設交流系統に電気学会標準系統モデル EAST10 モデルを適用
- 異社組合せ陸上福島、洋上伊豆はモデル A、洋上福島、洋上千葉、陸上神奈川はモデル B
- 試験ケース（ここでは 1pu=1, 500MW）
 - ① 洋上 WF の出力急変（洋上伊豆の出力を 0.5pu→0pu）
 - ② 直流ケーブル事故（正極地絡のみ）
 - 洋上千葉－洋上伊豆（C-3）、洋上伊豆－陸上神奈川（C-4）
 - ③ 陸上系統事故（陸上神奈川至近端）
- 事前潮流
 - ・洋上端子の送電電力 0.50pu × 3 端子
 - ・陸上端子の受電電力 0.75pu × 2 端子
 - ・交流系統（EAST10）側の発電所合計出力 41,000MW（EAST10 モデルの既定の総発電電力の約半分）
- 保護所要時間
 - ・事故後 5ms で直流遮断器動作
 - ・陸上端子の直流母線事故は、10ms 後に洋上端子をゲートブロック

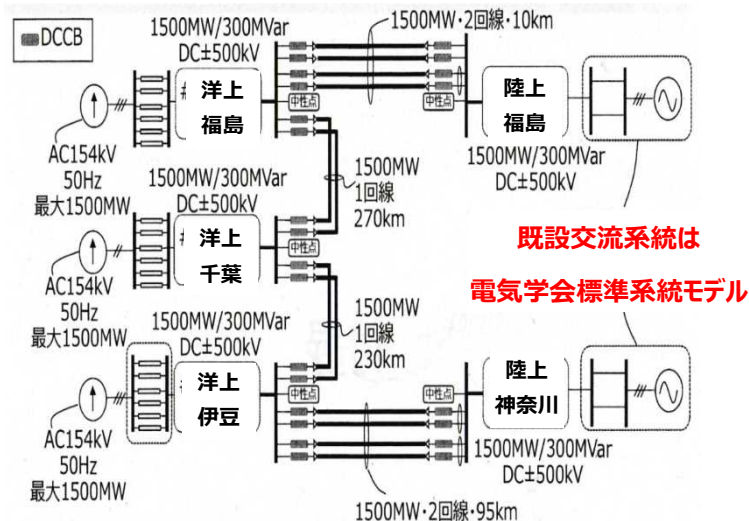


図 3-3-6 RTDS 5 端子総合検証試験モデル図

(ii) 試験結果

(ア) 洋上 WF の出力急変

- ・標準仕様書記載の洋上 WF 出力急変時の制御機能を満たしていた。
- ・交流側の周波数変動は最大で 0.3% (0.14Hz)。

(イ) 直流ケーブル事故 (正極地絡のみ)

- ・両試験共に直流事故時の各機器の動作要件を満たしていた。
- ・本試験結果は 5 端子異社間接続 (保護連動あり) の同一箇所における正極地絡事故において、各機器の制御・保護や応答状況等が一致した。

(ウ) 陸上系統事故 (陸上神奈川至近端)

- ・標準仕様書記載のブレーキングチョッパの余剰電力消費機能を満たしていた。

(d) まとめ

(i) 実施・確認できた内容

- 洋上 WF 用の多端子 (3 端子 (洋上 1 端子、陸上 2 端子) と 5 端子 (洋上 3 端子、陸上 2 端子)) の直流送電システムを設計・提案した。
- 上記の直流送電システムにおいて、多端子 (交直変換器) で運転・制御可能な上位制御を定め、諸条件を考慮した各端子および関係する計画値を算出する上位制御系の電力配分機能のフローチャートを定めた。
- 上記の直流送電システムの制御・保護機能を明確化し取りまとめた標準仕様書を作成した。
- 上記の標準仕様書に基づき、PSCAD の 3 端子モデル及び RTDS の 5 端子モデルを作成し、想定される運転や事故に対するシミュレーション検証を実施し、ほぼ想定される結果であることを確認した。異社間接続可能な多端子直流送電システムの制御方式を構築し、計画どおりに性能検証できたものと考えられる。

(ii) 今後の課題

- 今回の多端子直流送電システムの制御検証により、下記の課題が明らかとなった。今後の検討が重要であると考えられる。
- 直流送電線事故時の保護連動のシミュレーションでは、タイマーにて事故発生後の 5ms 後、当該の直流遮断器を開放していた。直流送電線事故の検出方式、通信伝送方式、直流遮断器の所要動作時間等を含めた保護システムの検討が重要である。
 - 上位制御の機能として、変換器との信号インターフェースや、陸上端子間電力分担の決定フローチャートを標準仕様書にとりまとめたが、PSCAD および RTDS シミュレーションモデルには上位制御モデルまでは組み込まなかった。今後はシミュレーションへ上位制御系を組み込んで、必要な機能や応答性能をさらに具体的に検討することが重要である。

2.2 研究開発項目Ⅱ「要素技術開発」

2.2.1 直流遮断器の開発（東芝エネルギーシステムズ）

(1) 研究開発の目的・内容

多端子直流送電システムを低コスト、高信頼性で実現するために必要となる、直流遮断器の実用化に向けた基盤技術を確立することを目的として、本テーマでは、洋上風力向けに適用する多端子直流送電システムにおいて必要と考えられる直流遮断器の設計仕様を明らかにするとともに、大容量直流遮断器の実現に向けた実機のスケールモデルの設計と試あ作、性能試験検証を行う。また既存の交流送電システムに対し、直流送電システムにおいて直流遮断器を導入した場合の経済性評価を行う。直流遮断器は、通電時の損失が低く高速遮断を可能とした、機械遮断部と半導体遮断部と転流回路部を組合せたハイブリッド遮断器を開発する。

(2) 中間目標の達成状況

以下に中間目標と、成果の達成度を示す。

表 3-4-1 開発成果と達成度

機械遮断部（断路器）の開発			
主な内容	中間目標	成果	達成度
高速駆動機構と断路器接点の開発	数 ms で所定の変位を達成する操作機構の開発と所定の断路器性能を満足する接点を開発する	<ul style="list-style-type: none"> 電磁反発操作機構を開発した アーク消弧後の絶縁ガスの耐電圧特性を取得し、ガス接点を開発し、所定の断路器性能を達成した 真空バルブを適用した断路器の開発も実施し、所定の断路器性能を達成した 	○
機械遮断部（遮断部）の開発			
主な内容	中間目標	成果	達成度
高速駆動機構と真空バルブの開発	数 ms で所定の変位を達成する操作機構の開発と所定の遮断性能を満足する真空バルブを開発する	<ul style="list-style-type: none"> 電磁反発操作機構を開発した 転流用に適した真空バルブを開発し、所定の遮断性能を達成した 	○
半導体遮断部（遮断部）の開発			
主な内容	中間目標	成果	達成度
半導体遮断部の遮断性能向上の開発	半導体遮断部 10kV モデルによる 8kA 遮断実証を行う	半導体遮断部が 8kA 以上の遮断性能を有することを実証した	○
ハイブリッド遮断器の開発			
主な内容	中間目標	成果	達成度

ハイブリッド遮断器（機械遮断部＋半導体遮断部＋転流回路部）の制御アルゴリズムの開発	ハイブリッド遮断器（10kV モデル）における制御アルゴリズムの実証を行う	ハイブリッド遮断器の原理検証器（10kV モデル）を試作し、本器による試験において 10kV-8kA の遮断に成功し、制御アルゴリズムが正しく動作することを確認した	○
500kV 器対応検討とコスト試算	500kV 器に向けた仕様検討とコスト試算を行う	DC500kV への適用を想定した各遮断部の開発を行い、高電圧への対応（多重化接続）を実現するためのコンポーネント設計を進めるとともに、コストを試算した	○
遮断試験方法の開発			
主な内容	中間目標	成果	達成度
直流遮断器の遮断試験方法の開発	<ul style="list-style-type: none"> ・ 遮断試験での条件を調査し、遮断試験方法を開発する ・ その後、原理検証モデルで試験方法の評価試験を実施する 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ハイブリッド直流遮断器の遮断シーケンスのシミュレーション結果をもとに、電流電圧の条件を設定した ・ 電流と電圧の供給源を分けた試験方法を開発し、原理検証モデルを用いて試験を実施した ・ 開発した試験方法の妥当性を評価した 	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 最終目標の達成状況

以下に、事業終了時点での最終目標の達成状況を示す。

表 3-4-2 開発成果と達成度

開発成果と達成度			
主な内容	最終目標	成果	達成度
機械部（遮断部・断流部）の開発	数 ms で所定の変位を達成する操作機構の開発と所定の断流性能を満足する接点を開発する	電磁反発機構、高耐久ペローズ、動作部の軽量化、電界設計とガス吹付による絶縁回復特性の向上を図った。 遮断部：指令から遮断部の電流零まで 2ms 以下、遮断電流 8kA 以上、極間耐圧 DC20kV 以上を達成した。 断流部：指令から過渡回復電圧まで 3ms 以下、断流電流 8kA 以上、絶縁回復時間 0.5ms 以内、絶縁回復電圧 120kV 以上を達成した。	◎
半導体部（遮断部・転流回路部）の開発	半導体部における 8kA 以上の大電流遮断の達成	遮断部、転流回路部に要求される性能は、半導体素子の定格（4.5kV-2.1kA）を上回る事故電流遮断と、遮断時に発生する過渡電圧抑制である。 本開発ではスナバ回路を適用し、半導体遮断部回路、転流回路とも半導体素子の定格電圧以下の過渡電圧で、8kA 以上の大電流遮断を達成した。	○

遮断試験方法の開発	合成遮断試験方法の確立	交流発電機と電圧源コンデンサとを組み合わせた合成遮断試験方法を確立した。交流用の遮断試験設備と同等規模の設備で、直流系統における事故電流遮断性能と遮断後の耐電圧性能が確認可能となった。	○
ハイブリッド直流遮断器の遮断検証	機械部と半導体部で構成するハイブリッド遮断器システムのスケールモデルを製作し遮断性能(8kA以上-5ms以下)を達成する。	制御アルゴリズムを開発し、10kV原理検証モデルにより動作を確認した。スケールモデルとして40kVハイブリッド直流遮断器を製作し、弊社浜川崎工場の大電力試験設備を用い、開発した直流遮断器試験方法で検証を行った。検証試験の結果、初期の目標の遮断電流14.9kA以上、裁断時間2.9msを達成した。	◎

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(4) 具体的な実施状況について

(a) 開発するハイブリッド直流遮断器の開発目標

平成26年度(2014年度)NEDO事業「洋上風力向け直流送電システムの基礎検討」^[1]^[2]において、海外の洋上風力を主とする直流送電システムの実績を調査した結果、直流電圧はDC±150kV～±320kV、送電電流はおよそDC1kA～1.5kAで設計していることが分かった。そこで、多端子直流送電システムとして、将来的に直流電圧500kV、電流1500Aの送電を想定した。本委託事業で開発するハイブリッド直流遮断器の開発目標を(表3-4-3)に示す。本章では、直流部での地絡や短絡などの保護動作として直流遮断器が具備すべき機能(遮断時間、遮断電流)の根拠を述べる。

表 3-4-3 開発目標仕様

項目	定格値	備考
直流電圧	数10kV	将来的に500kV送電に向けた適用も視野
直流電流	1500A	海外洋上風力直流送電システムの実績調査から設定
遮断電流	8kA(目標8kA以上)	回路のインダクタンスから設定
裁断時間	5ms以下	直流事故後、多端子直流送電システムの直流電圧を80%以上に維持する遮断時間※から裁断時間を設定

※「遮断時間」は、直流遮断器に指令を与えるまでの「リレー時間」と指令を受けて電流を遮断して電圧が回復するまでの「裁断時間」の和となる。直流遮断器の性能指標は、リレー時間を含まない裁断時間を採用した。

i. 多端子直流送電システムの直流部分での事故除去（遮断時間）について

多端子直流送電システムにおいて、交流系統との電力授受と直流送電を行う電力変換器の送電制御性能を維持するためには、直流電圧を少なくとも 80%以上に維持する必要がある。この多端子直流送電システムにはハーフブリッジセル方式モジュラー・マルチレベル電力変換器（図 3-4-1）が好適と考えられるが、システムの直流部分でケーブル地絡のような事故が発生した場合、ブリッジセルのスイッチング素子をゲートブロックしてセルコンデンサは放電しないが、事故点を高速に除去できなければ、ブリッジセルのダイオードを経路として通電が継続する。そのため直流系統の全ての領域で直流電圧がゼロとなり、電力変換器はその機能を失って直流系や交流系に悪影響を及ぼしてしまう。従って、事故点を高速に除去して健全系への影響を最小限にとどめるための装置として直流遮断器が必要となる。平成 26 年度（2014 年度）NEDO 事業「洋上風力向け直流送電システムの基礎検討」^{[1] [2]} においては、多端子直流送電システムの直流系統で事故が発生した場合、どのように事故除去・保護すればよいのかを検討している。（図 3-4-2）に示す多端子直流送電システムの仮想モデルを想定し、仮想の WF から本土へ送電するモデルを用いて簡易解析を行った。（図 3-4-2）の事故点（A～Y 全 17 点）と事故除去までの時間（Tx）をパラメータとした瞬時値解析による電圧低下量の結果を（図 3-4-3）（a）（b）（c）に示す。解析による試算では、直流電圧低下量を 20%以内に抑制するためには事故点からの距離が 100km 程度で 5ms 以内に除去、さらに 200km 程度では 10ms 以内に除去する必要があることが確認された。直流電圧の変動が 20%以内であれば交流系統の周波数変動への影響は小さい。以上のことから、少なくとも事故発生から 10ms 以内に事故除去できる超高速遮断性能を持つ直流遮断器の導入が望ましいと考察された。従って、遮断時間は 10ms 以下となるが、遮断器の遮断性能指標としては、直流遮断器が指令を受けて電流を遮断して電圧が回復するまでの時間となる「裁断時間」が適切である。本開発では、事故を検出して直流遮断器を動作させるまでの「リレー時間」を考慮して、裁断時間 5ms 以下と設定した。

ii. 遮断電流の設定について

系統のインピーダンス 20%と想定すると、事故電流は 500%となることから、定格電流の 5 倍程度として遮断電流 8kA を設定した。

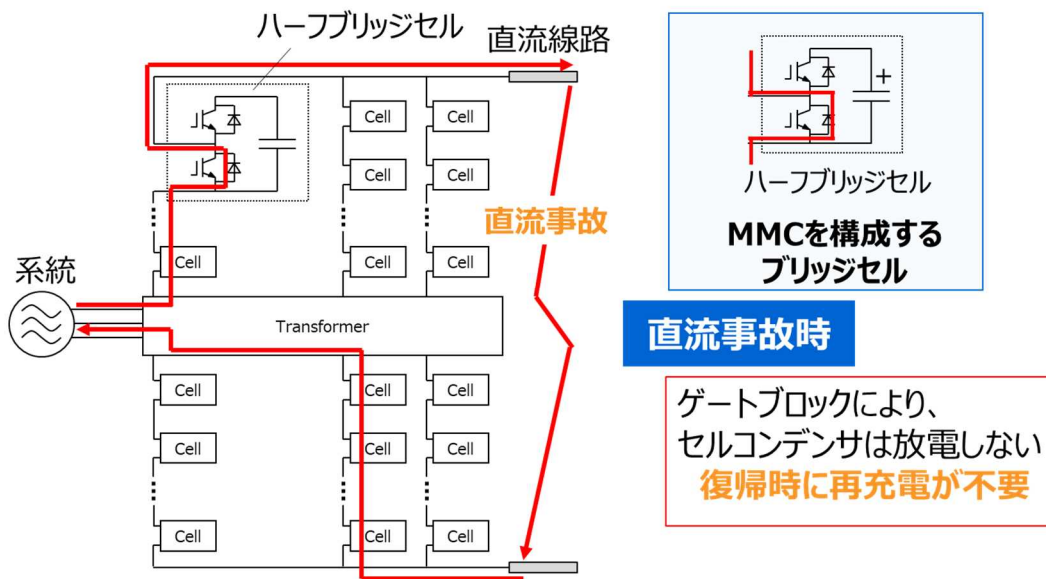


図 3-4-1 ハーフブリッジセル方式モジュラー・マルチレベル電力変換器

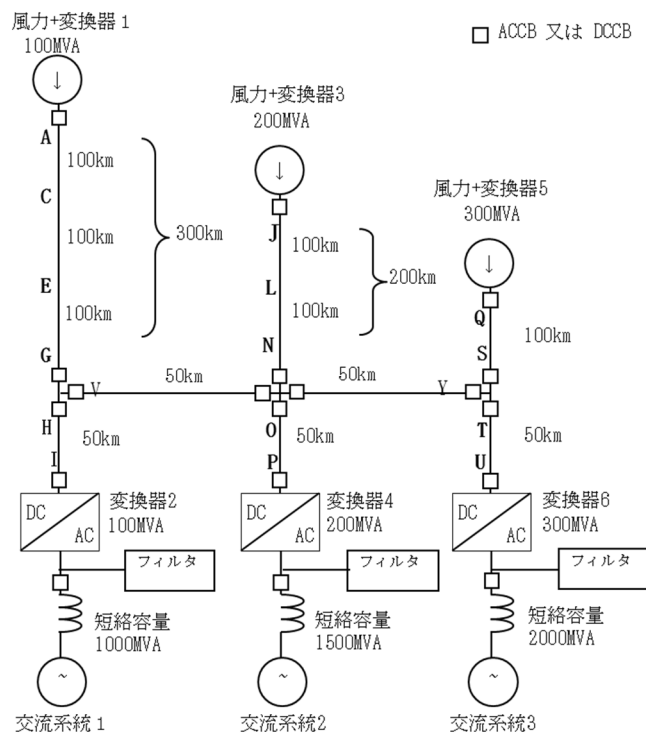


図 3-4-2 多端子直流送電のシミュレーション仮想モデル

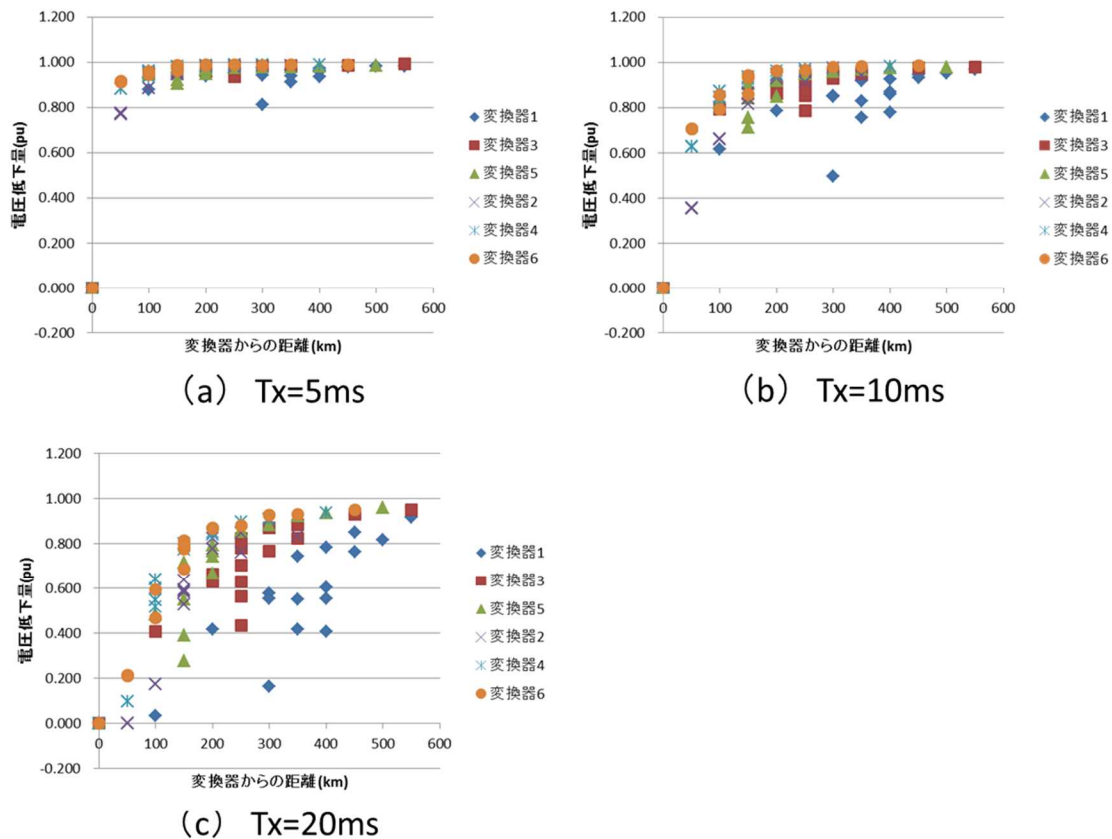


図 3-4-3 事故点からの距離と変換器の最小直流電圧の関係

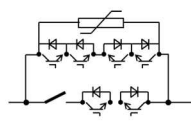
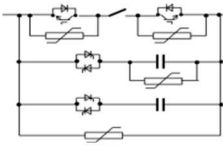
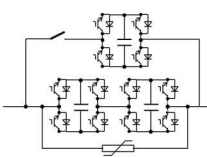
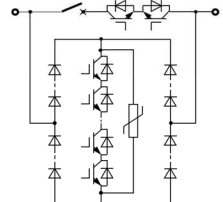
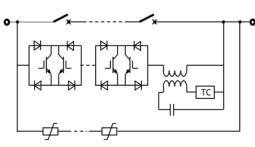
(b). 海外のハイブリッド直流遮断器開発の動き

海外に目を向けると、ここ数年、多端子直流送電システムの直流遮断器の研究開発は目覚ましく、特に欧州と中国が先行している。超高速動作の機械的開閉部と半導体回路を組み合わせたハイブリッド直流遮断器に関して、(表 3-4-4) に海外メーカーが発表した遮断性能と回路構成の特徴を示す。ハイブリッド遮断器は概略、機械遮断部、転流部、半導体遮断部の三つの要素で構成され、事故電流を半導体遮断部に転流して遮断するプロセスとなっている。本事業がスタートした 2015 年頃のハイブリッド遮断器の回路は (表 3-4-4) の No. 1、No. 2 のように常時通電回路に機械動作部と半導体遮断回路が設けられた構成が知られていた^{[3] [4]}。その後、欧州では欧州委員会が出資する送電インフラ研究開発プロジェクト PROMOTioN (2016/1~2019/12) により、メッシュ状 HVDC オフショア送電の実証と標準規格化を進めている。

一方、中国も多端子直流送電システムとこれに供するハイブリッド直流遮断器の検討を発表しており (表 3-4-4) の No. 3、No. 4 のように高電圧化、大電流化が進んだ^{[5] [6]}。そして、2018 年 CIGRE パリ大会 A3/B4 Work Shop にて中国国家電網の講演のなかで常時通電する部分に転流部がない“CNV Hybrid Breaker”方式ハイブリッド遮断器を発表した。この時、詳細は不明であったが、その後の調査で (表 3-4-4) の No. 5 に示すように、絶縁トランスとサイリスタスイッチによる転流方式と判明した^[7]。回路

は異なるが本事業で提案している常時通電部に転流部がない方式である。このように広域電源供給に資する多端子直流送電システムの実現に向け、海外では着実にハイブリッド直流遮断器開発が進められている。

表 3-4-4 海外のハイブリッド直流遮断器開発の動き

No.	メーカー	遮断性能	回路構成の特徴
1	ABB ^[3]	<ul style="list-style-type: none"> ・ 500kV-16kA ・ 遮断時間3ms以下 	
2	GE ^[4] (旧Alstom)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 120kV-7.5kA ・ 遮断時間5.3ms 	
3	SGRI ^[5]	<ul style="list-style-type: none"> ・ 200kV-15kA ・ 遮断時間3ms 	
4	NR ^[6]	<ul style="list-style-type: none"> ・ 500kV-25kA ・ 遮断時間3ms以下 	
5	BD ^[7] (BPEG子会社)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 500kV-25kA ・ 遮断時間3ms以下 	

(c). 提案するハイブリッド直流遮断器開発の構成と仕様

本委託事業で提案するハイブリッド直流遮断器の構成を（図 3-4-4）に示す。図に示すように、ハイブリッド直流遮断器は、機械遮断部（遮断部と断路部）と半導体遮断部を並列に構成しており、通常は機械遮断部に通電するため、ほとんど損失がないことが特徴である。多端子直流送電システムに於いて、本委託事業で開発するハイブリッド直流遮断器が期待される機能は、多端子直流送電システムの直流部分でケーブル地絡のような事故が発生した場合、事故点を高速に除去し、健全端間の送電を継続させる、ないしは、系統故障時の電圧低下拡大を防ぐことである。提案するハイブリッド直流遮断器の遮断動作を（図 3-4-5）で説明する。直流系統で地絡などの事故が発生すると、事故点に向けて系統事故電流が増大し、直流系統全域で送電電圧が大きく変動し低下する。ハイブリッド直流遮断器は、リレー時間を経て遮断指令を受け、

事故電流を裁断して（図 3-4-4）に示した端子間（A-B）の電圧を回復させる。（表 3-4-3）にある遮断時間という項目は、（図 3-4-5）のリレー時間と裁断時間の和である。この時間は、直流遮断器の事故電流遮断動作によって地絡した送電系統の電圧が送電相当の電圧に戻る時間のことであり、この時間が短いほど、健全系への影響が小さい。そのため遮断時間は直流遮断器の重要な性能の一つとなる項目である。ハイブリッド直流遮断器の各部位の動作については、本委託事業の成果として、あらためて、I (c) 章で詳しく述べる。

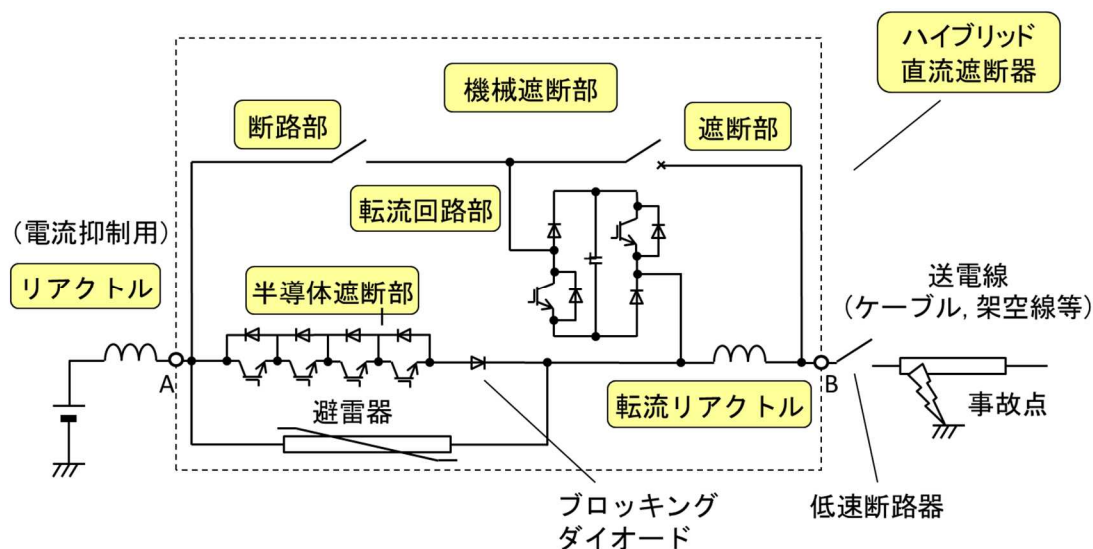


図 3-4-4 提案するハイブリッド直流遮断器の構成

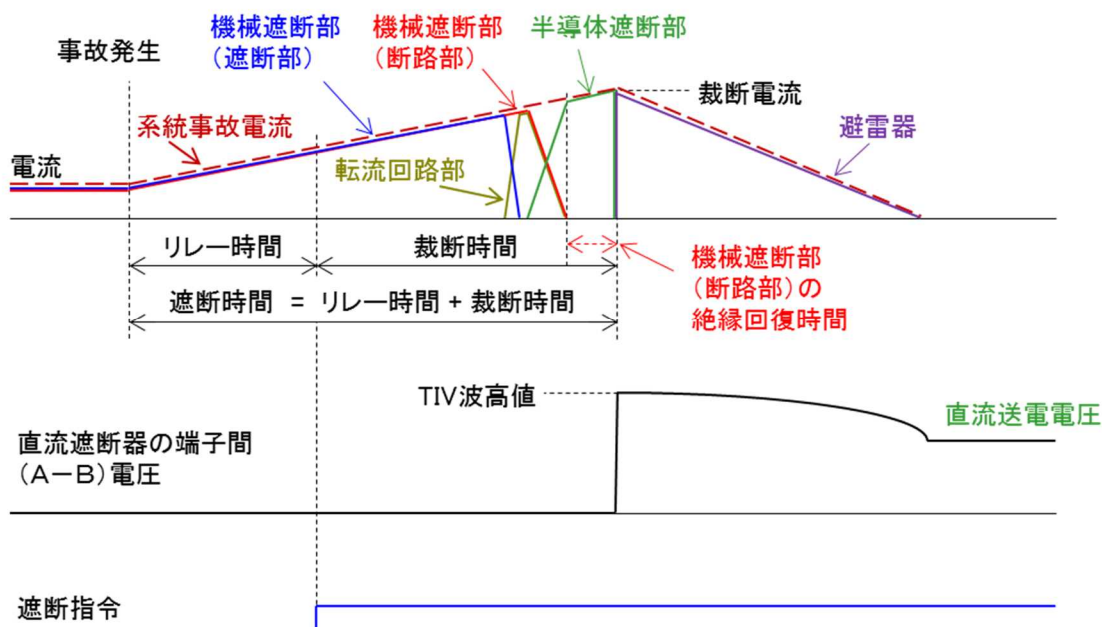


図 3-4-5 直流遮断器の遮断波形とその名称定義

(d). 機械遮断部（遮断部と断路部）の接点開極時間の必要条件

遮断時間は 3ms 以内を目標としており、この時間を満たすような遮断部、断路部、半導体遮断部の動作時間を検討した。

半導体遮断部は、断路部より事故電流が転流された後、電流を遮断するが、事故電流の通電による温度上昇を抑えるため、事故電流の転流完了から電流遮断までの時間は 1ms 程度より短い方が望ましい。

機械遮断部（断路部）は、遮断指令が入力されてから 3ms 以内に、TIV[※]が端子間に印加される。機械遮断部（断路部）の電極開極から事故電流を半導体遮断部に転流して、機械遮断部（断路部）に流れる電流が 0 となるまでは、機械遮断部（断路部）の電極間にはアーク放電が発生し、電極周辺を加熱する。高温のガスは絶縁性能が低いことから、半導体遮断部が事故電流を遮断し、機械遮断部（断路部）に TIV が印加されるまでの時間（機械遮断部（断路部）の絶縁回復時間）を 0.5ms 程度以上、確保する必要があると考えられる。

機械遮断部（遮断部）は、機械遮断部（遮断部）に流れる事故電流と逆向きの電流を転流回路部より通電することで、電流を 0 として、機械遮断部（遮断部）に流れる電流を転流遮断する。転流遮断時には、遮断部の端子間に数 kV の電圧が生じる。直流遮断部の遮断部、転流リアクトル、転流回路部間の導体の配置によるインダクタンスや対地静電容量の影響を受けて、この端子間の電圧値は変わることから、遮断部の端子間耐圧は、裕度を考慮し 20kV 以上必要と考えている。機械遮断部（遮断部）で転流遮断後、転流回路部で電流を 0 として、機械遮断部（断路部）より半導体遮断部に電流を転流するが、0.5ms 程度要すると想定している。

これらより、遮断指令が入力されてから、機械遮断部（遮断部）に流れる電流の転流遮断までが 2ms 程度、半導体遮断部の遮断までが 3ms 程度と考察した。

（注釈※ TIV : transient interruption voltage）

参考文献

- [1] NEDO : 平成 26 年度成果報告書「洋上風力向け直流送電システムの基礎検討」（実施者：東芝），（2015）
- [2] 直井伸也・王冕・飯尾尚隆：多端子 HVDC の直流事故の基礎検討，平成 27 年電気学会電力・エネルギー部門大会，No.122 ，（2015）
- [3] ABB Presentation from at the PROMOTioN Workshop ‘Lessons learned from HVDC links’ held in Hamburg on 17 November 2016.
- [4] W. GRIESHABER, L. VIOLLEAU, et al. : 「Development and test of a 120 kV direct current circuit breaker」 CIGRE 2014 B4-301
- [5] G.F. TANG, X. G. WEI, et al. : Research and Development of a Full-bridge Cascaded Hybrid HVDC Breaker for VSC-HVDC Applications」 CIGRE 2016 A3-117
- [6] <http://www.nrec.com/cn/index.php/news/info/961/1>
2016-12-19 発信 NR 企業ニュース
- [7] 张翔宇, 他「500 kV 耦合负压换流型混合式直流断路器原理与研制」 全球能源互

I. 研究開発成果

(a). 機械部（遮断部・断路部の開発）

本章では、ハイブリッド直流遮断器（図 3-4-4）の機械遮断部（遮断部・断路部）の開発成果を説明する

遮断部については、（表 3-4-5 機械遮断部（遮断部）の開発目標）に開発目標を示し、i 章にて開発内容と成果を述べる。遮断部は、ハイブリッド直流遮断器（図 3-4-4）の転流回路部で電流ゼロ点を生成するが、高速性が必要となるので、絶縁回復の早い真空遮断器を用いている。電極構造、ベローズ、可動軸の強度、遮断性能などの遮断部接点開発（ア）章）、遮断部を高速に駆動するための操作機構、操作電源、絶縁操作ロッド、配置など、操作機構開発（イ）章）に大別して説明する。

表 3-4-5 機械遮断部（遮断部）の開発目標

項目	定格値
直流電圧	80kV
定格電流	1500A
遮断電流	8kA（目標 8kA 以上）
指令から遮断部の電流零まで	2ms
極間耐圧	DC20kV 以上
対地間耐圧	DC80kV 以上、インパルス 120kV 以上

一方、断路部については、（表 3-4-6 機械遮断部（断路部）の開発目標）に開発目標を示し、ii 章に開発内容と成果を示す。断路部には、ハイブリッド直流遮断器（図 3-4-4）の半導体遮断部に事故電流が転流して、断路部に流れる電流がゼロとなるまでは、アーク放電が発生し、断路部の接点電極周辺のガスを過熱することになる。半導体遮断部が事故電流を遮断すると送電電圧に加えて、過渡電圧が加わるので、高速動作と高電圧の絶縁回復に優れたガス断路器を用いている。ガス圧と絶縁回復の関係、接点構成、ガス流、断路器の多直列化など、断路部接点開発（ア）章）、高速に駆動するための操作機構開発（イ）章）、断路部の試験については新たな試験方法を開発することとなり、断路試験結果（ウ）章）としてまとめた。

表 3-4-6 機械遮断部（断路部）の開発目標

項目	定格値
直流電圧	80kV
定格電流	1500A
断路電流	8kA（目標 8kA 以上）
指令から TIV まで	3ms
絶縁回復時間（断路部電流零から TIV まで）	0.5ms 以内
極間耐圧	DC80kV 以上、インパルス 120kV 以上
対地間耐圧	DC80kV 以上、インパルス 120kV 以上

i. 遮断部の開発

遮断部の満たすべき性能は、遮断電流 8kA 以上、電流零点後の極間電圧数 kV 以上、遮断時間（遮断指令から電流零まで）2ms 程度以内である。

真空中のアーク拡散現象を利用した真空遮断器は、ガス遮断器や空気遮断器と比較して電流零点後の絶縁回復が早いため、遮断部には真空遮断器を用いた。（図 3-4-6）に遮断部に用いた真空バルブを示す。円筒型の絶縁容器（セラミック）内に、一对の接触子が設けられている。一方の接触子はベローズを介して容器に取り付けられており、操作機構による開閉駆動される。極間電圧より真空バルブのセラミックサイズを決定した。



図 3-4-6 真空バルブ

(ア) 遮断部の接触子の開発

(1) 電極構造

真空遮断器の電極構造は縦磁界電極、磁気駆動電極、平板電極の 3 つが主に存在する。平板電極はコストが低いですが、遮断性能が劣る為、本開発品には適用しない^[1]。磁気駆動電極は、アークを磁気駆動するまでに一定時間が必要であり、本開発品の 2ms 以内という短いアーク時間では磁気駆動しにくい為、本開発品には適用しな

い。短いアーク時間でも遮断性能に優れた縦磁界電極を接触子に適用することとした。(図 3-4-7) に遮断部用真空バルブに用いた縦磁界電極を示す。



図 3-4-7 真空バルブの縦磁界電極

(2) 耐電圧試験

試作した真空バルブの直流耐電圧試験を実施した。真空バルブ外部で絶縁破壊が発生することを防止するためにフロリナート中で試験を実施した。試験の様子を(図 3-4-8) に示す。接点を開き、直流電圧を 10 分間印加し、20kV 以上の耐電圧を確認した。

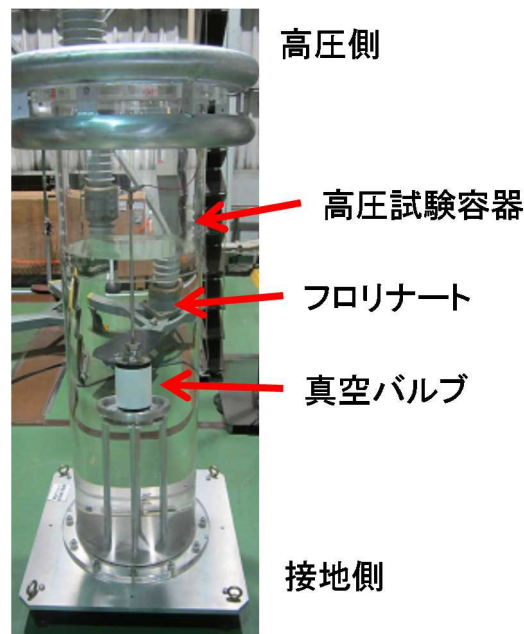


図 3-4-8 耐電圧試験の様子

(3) ベローズの強度について

(3-1) ベローズの応力解析

真空バルブに用いられているベローズは通常 2m/s 以下の速度で使用されるが、ハ

イブリッド直流遮断器の機械遮断部（遮断部）ではさらに速い速度で使用する必要がある。そこで、高速にベローズを動作させた場合の応力および各部の変位状況を動的構造解析により評価する。

評価対象は前章で試作した真空バルブで使用しているベローズとする。この解析モデルを（図 3-4-9）に示す。

この解析モデルは軸対称シェル要素にてモデル化する。境界条件および荷重条件は、モデルの片端を拘束とし、他端に強制変位として（図 3-4-10）に示す閉極状態から開極状態へのストロークを入力として動解析を実施する（全ストロークで正規化して表示）。このストロークは次章で説明する操作試験で得られた実測値を使用した。この解析において減衰は考慮せず、ベローズ内面に大気圧相当の圧力を与える。また、ベローズの自然長から閉極状態への初期変形については、モデルの初期形状に含めてモデル化する。

（図 3-4-11）は次章で説明する試験に使用したベローズの写真であり、そのベローズ山先端部における変位量を評価する。また、高い応力の発生が予想されるベローズ可動側については（図 3-4-12）に、ベローズ固定側については（図 3-4-13）に示す位置における発生応力を評価する。構造解析ソフトは、ABAQUS（Ver. 6.9）を使用した。

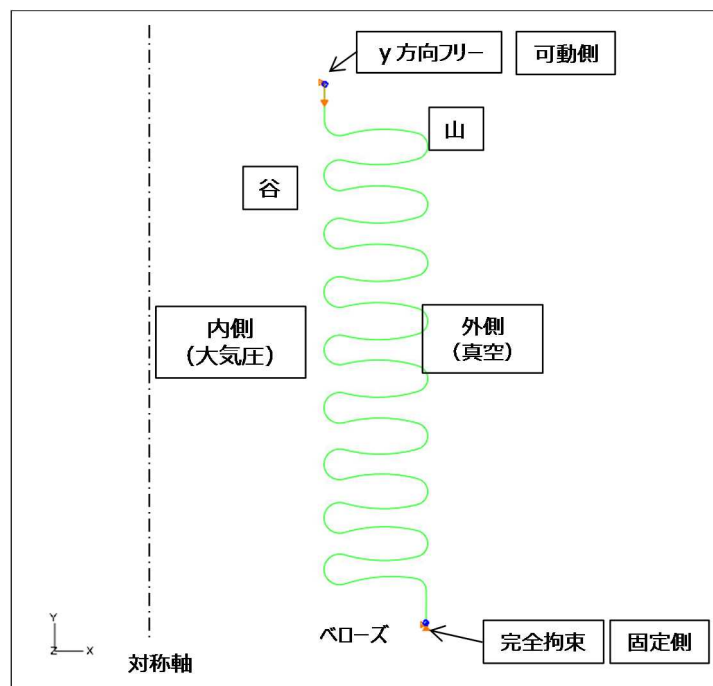


図 3-4-9 解析モデル

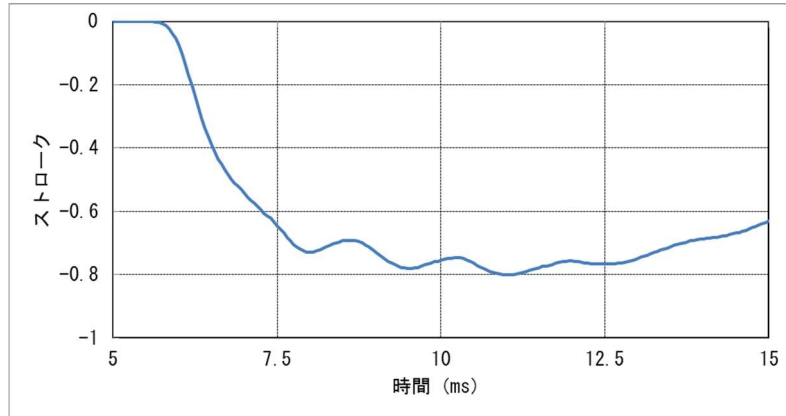


図 3-4-10 入力ストローク

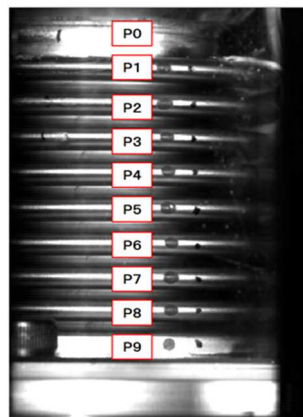


図 3-4-11 変位評価位置

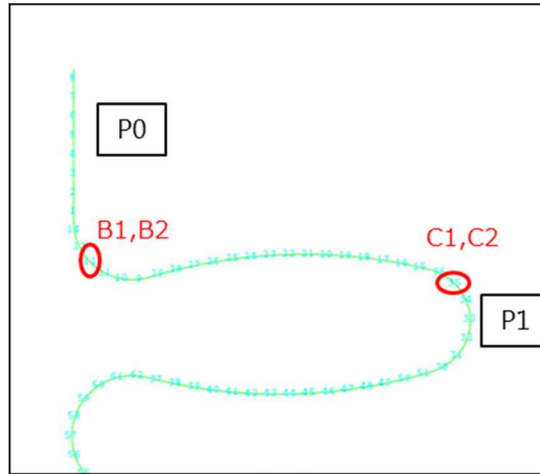


図 3-4-12 応力評価位置（可動側）

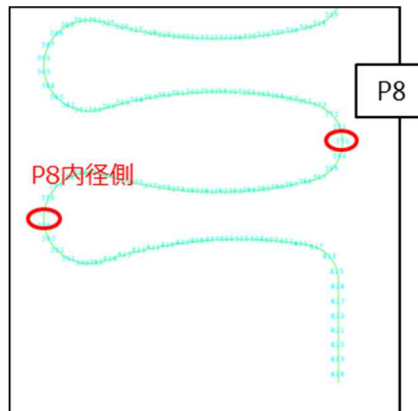


図 3-4-13 応力評価位置（固定側）

（図 3-4-11）に示す評価位置（P0～P9）におけるストローク解析結果を（図 3-4-14）に示す。なお、ストロークについては、全ストロークにて正規化してある。

ストロークの傾向については、P0 から順に P8 が遅れて動作していることが（図 3-4-14）より分かる。また、P8 まで到達した変位は 7.6ms 付近で反射して P0 側に移動（反射）していることが分かる。このような現象はコイルばね等のサージ波の伝達と同じ現象であり、可動側と固定側の間で弾性波が往復していることが分かった。

（図 3-4-12）のベローズ可動側評価位置での応力解析結果を、（図 3-4-15）に（図 3-4-13）のベローズ固定側評価位置での応力解析結果を（図 3-4-16）に示す。ベローズの応力は、ベローズ材料が 2 万回の繰返しに耐えることができる応力（以下、ベローズ耐応力と呼称）で正規化してある。

（図 3-4-15）において最大応力が発生するタイミングは、ベローズの動作開始時（5.7ms 付近）ではなく、サージ波が固定側で反射され可動側に戻ってきたタイミング（9.7ms 付近）であることが分かった。ただし、ベローズ耐応力以下であることがわかった。

（図 3-4-16）において最大応力が発生するタイミングは、ベローズの動作開始時ではなく、サージ波が固定側で反射されたタイミング（8.1ms 付近）であることが

分かった。また、ベローズ耐応力以下であることがわかった。

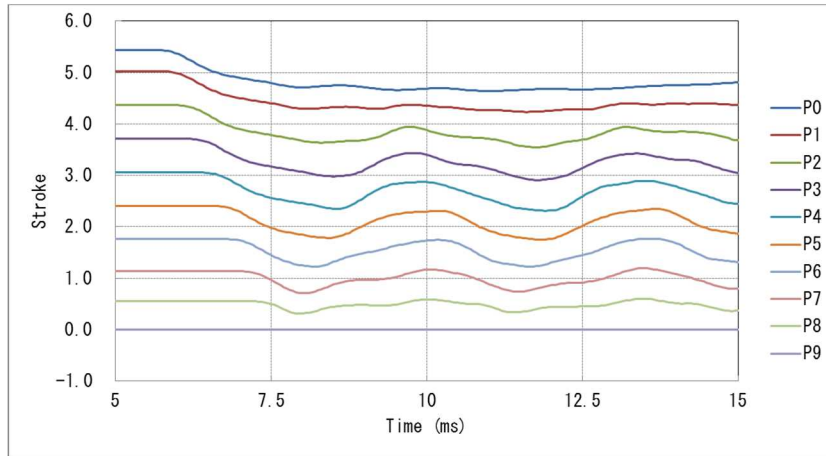


図 3-4-14 解析結果（ストローク）

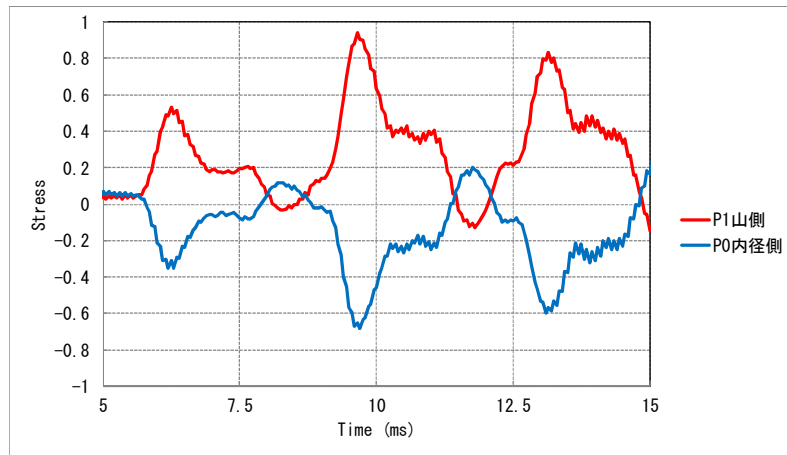


図 3-4-15 解析結果（ベローズ可動側の応力）

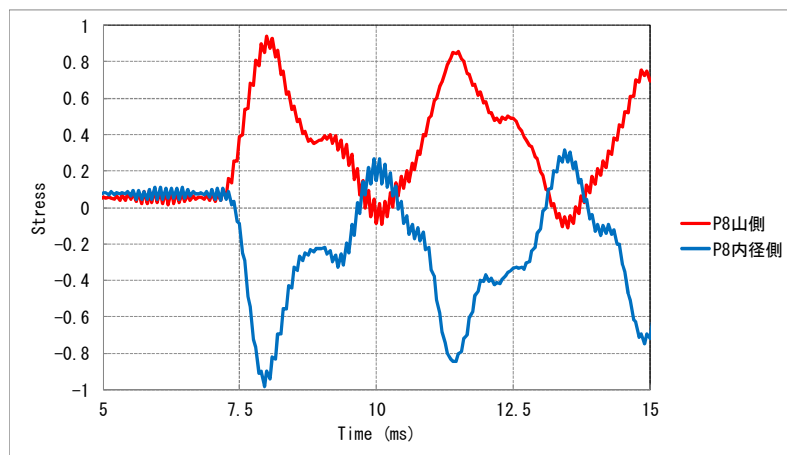


図 3-4-16 解析結果（ベローズ固定側の応力）

ベローズを高速動作させた場合の応力および各部の変位状況を動的構造解析によ

り評価した。

高速動作するベローズにはサージ波が発生し、それが端部で反射された時最大応力が発生することが分かった。その際の応力はベローズ耐力以下であることが分かった。

(3-2) ベローズの応力・変位測定

高速にベローズを動作させた場合のベローズ等のひずみおよび各部の変位状況を実測して、強度評価を行う。

ベローズの応力をひずみゲージで測定するために、(図 3-4-17) に示す模擬真空バルブを製作した。可動軸は実器と同じ形状・材料を使用し、製造方法も同じにした。可動接触子と固定接触子は簡易形状としているが重量は実器相当にした。接触子を收容する容器は透明なアクリルパイプを適用し、ベローズの挙動が外部から観察できるようにした。操作試験を実施する場合は、フランジ部分から真空ポンプにて容器内を真空状態にする。

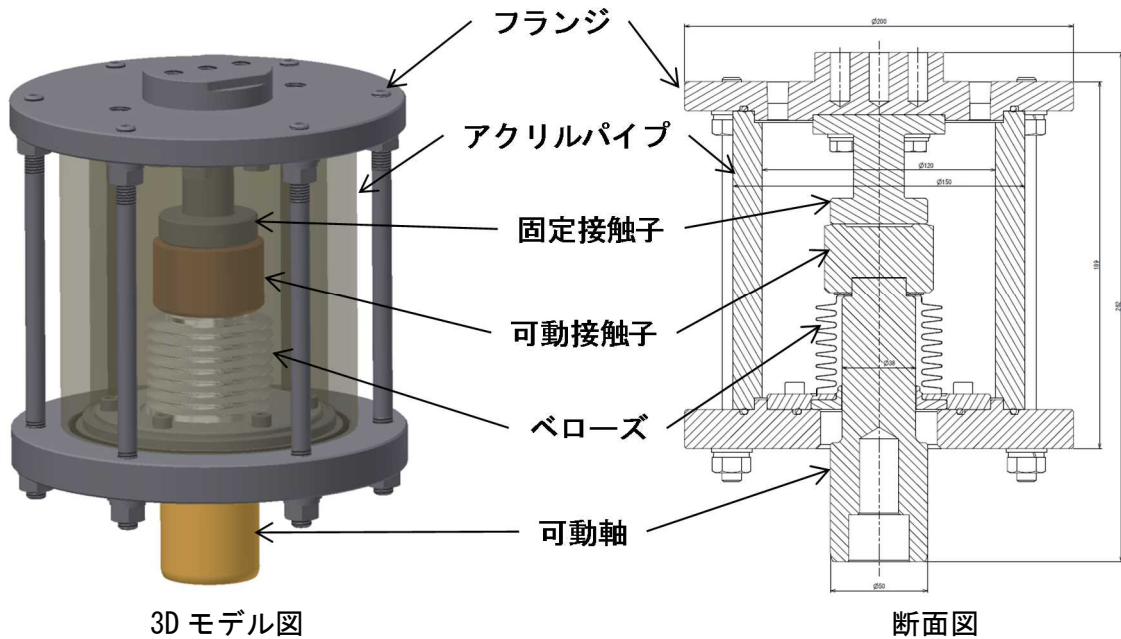


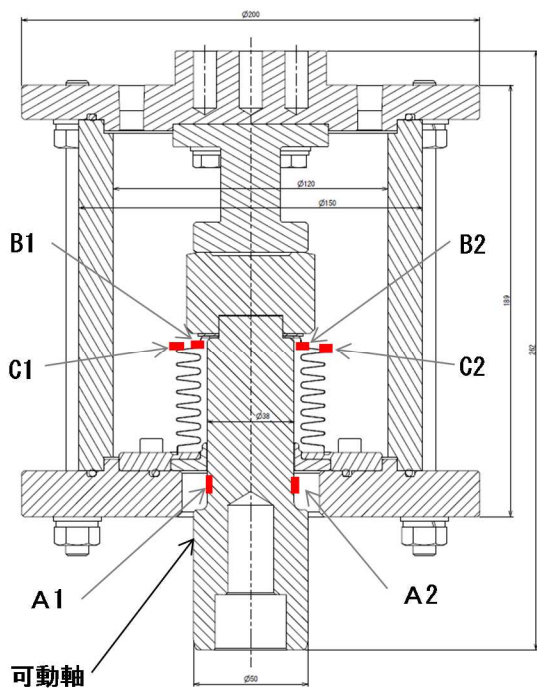
図 3-4-17 模擬真空バルブ

(図 3-4-18) にひずみゲージ貼りつけ位置を示す。A1、A2 は可動軸の軸方向に貼りつけた。A1、A2 の応力により軸力を換算することが可能である。B1、B2 はベローズの可動側端部の谷部分の軸方向に貼りつけた。事前の構造解析により比較的高い応力の発生が予測された部分である。C1、C2 はベローズの山先端部分の軸方向に貼りつけた。この部分も高い応力の発生が予測された部分である。

(図 3-4-19) にひずみゲージ貼りつけ状況写真を示す。ひずみゲージのリード線は密封端子を使用し、模擬真空バルブの上部フランジ部分から外部に引き出した。

(図 3-4-10) に操作試験装置の全体図を示す。後述する操作機構に絶縁操作ロッドを介して、模擬真空バルブを取り付けてある。(図 3-4-21) に操作試験状況写真

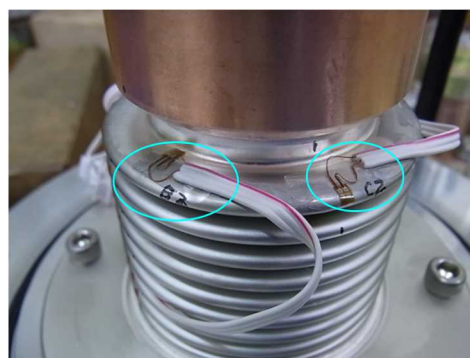
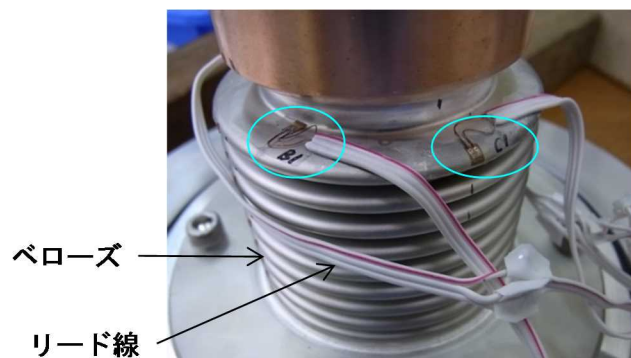
を示す。図中の高速 VTR によりベローズの挙動を撮影した。絶縁操作ロッドにもひずみゲージを貼りつけ、応力を測定した。



(a) 断面図

(b) 外観写真

図 3-4-18 ひずみゲージ貼りつけ位置



ベローズ
リード線

B1、C1 の位置

B2、C2 の位置

図 3-4-19 ひずみゲージ貼りつけ状況写真

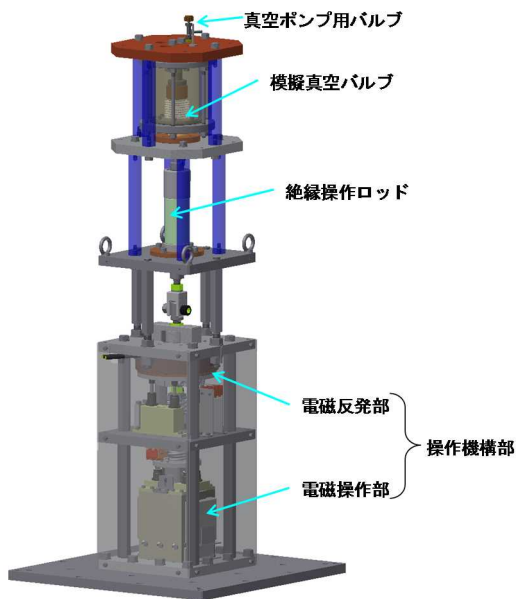


図 3-4-20 操作試験装置全体図

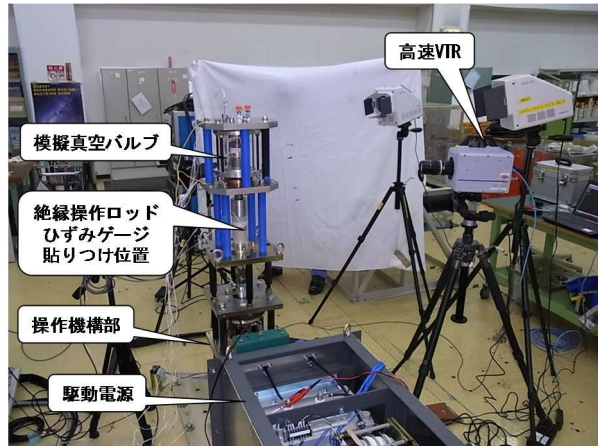


図 3-4-21 操作試験の状況写真

(図 3-4-22) に操作試験結果を示す。ストロークは可動接触子部分のストロークであり、全ストロークで正規化してある。ベローズの応力はベローズ耐力で正規化してある。最大応力が発生するタイミングは、ストロークが約 60%に達した位置であることが分かる。これはワイプ衝突位置 (2 章で説明) であり、可動部に制動力が作用し始めるタイミングでもある。すなわち、制動力の作用によるストロークの変化がベローズに発生する応力に影響していることが分かった。ベローズの応力はベローズ耐力に対して 0.54~0.68 の範囲であるため、強度的には問題ないレベルと考えられる。

前項の構造解析では 2 波目に最大応力が発生していたが、実測では 1 波目に発生していた。これは、ベローズの減衰や大気側の空気の影響があると考えられる。

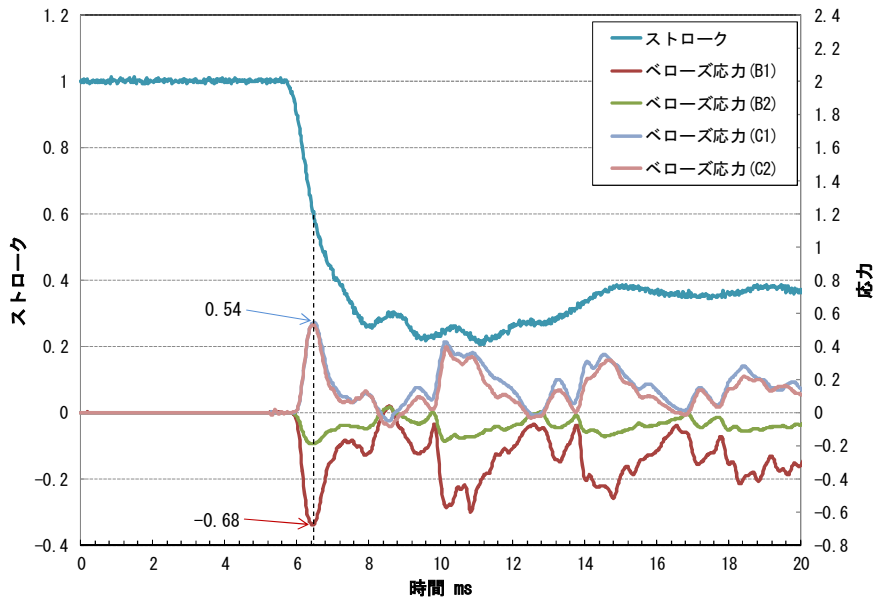


図 3-4-22 操作試験結果（ストロークとベローズ応力）

（図 3-4-23）に可動軸応力を測定した操作試験結果を示す。ストロークは可動接触子部分のストロークであり、全ストロークで正規化してある。また、可動軸応力は、可動軸材料の 0.2%耐力で正規化してある。最大応力が発生するタイミングは動作直後であり、0.2%耐力に対して 1.9 倍の応力が発生している。そのため、動作終了時に引張側の応力が残留しており、明らかに可動軸は塑性変形していることが分かった。ただし、この 1.9 倍の応力はひずみと応力の線形比例関係の範囲外であるため、応力の絶対値そのものは正確に測定できていない。

（図 3-4-24）に可動軸と絶縁操作ロッドの軸力測定結果を示す。可動軸には 100kN 以上の軸力が発生しているが、前述のとおり、応力とひずみの線形比例関係の範囲を超えていたため、正確な値ではないことに注意が必要である。絶縁操作ロッドの軸力は、材料の 0.2%耐力以下のひずみ値であったため正確に測定できていると考えられる。

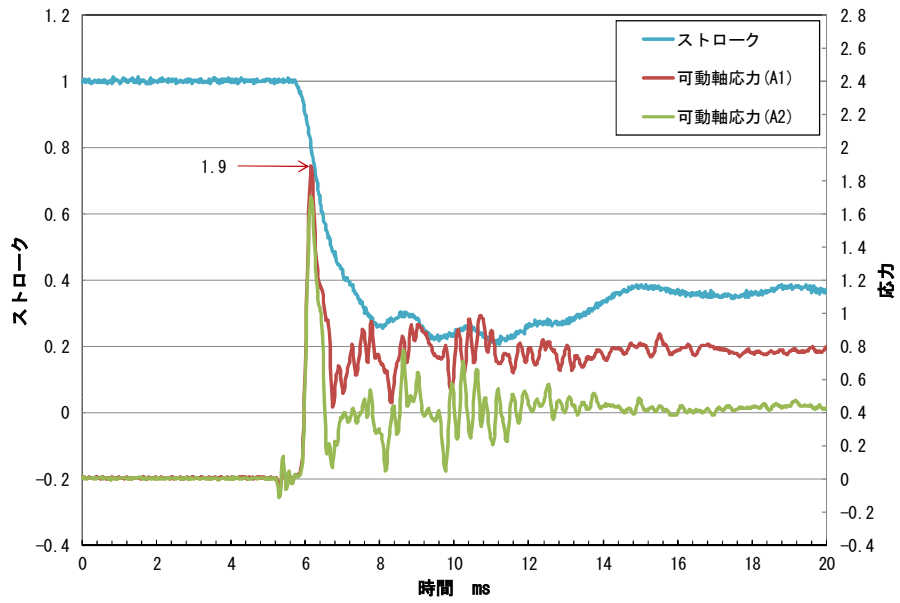


図 3-4-23 操作試験結果（ストロークと可動軸応力）

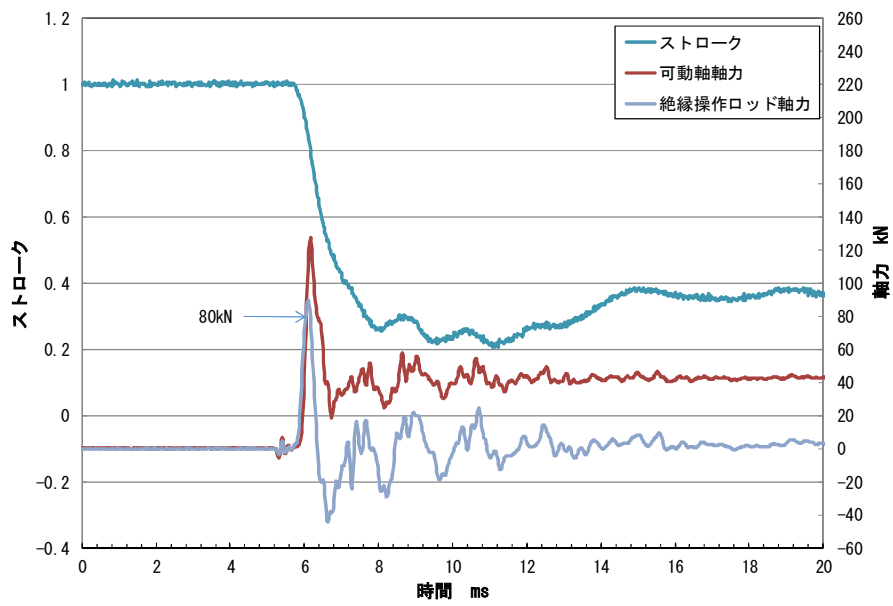


図 3-4-24 操作試験結果（ストロークと可動軸、絶縁操作ロッドの軸力）

(図 3-4-25) に高速 VTR で撮影したベローズ部分の映像の一部を示す。ベローズの各山部にマーカー (P0~P9) を付け、その軌跡を画像計測により測定した。その結果を (図 3-4-26) に示す。可動接触子 (P0) が最初に動き始め、徐々に P1 から P8 にその変位 (サージ波) が伝わるのがわかった。P0 が停止すると、各山部は可動側と固定側の間でサージ波が伝搬していることが分かった。この操作試験では、ベローズの隣り合う山どうしが接触する様子は観察されなかった。別の操作試験では動作速度をさらに速くすると山どうしの接触が見られたが、今回の開発の動作速度では見られなかった。ベローズを操作機構で高速動作させた場合の応力および各部の変位状況を実測により評価した。高速動作するベローズにはサージ波が発生している現象が観察された。また、最大応力はワイプ衝突位置 (2) 章で説明) で発生することが分かった。その際の最大応力はベローズ耐応力以下であることが分かった。

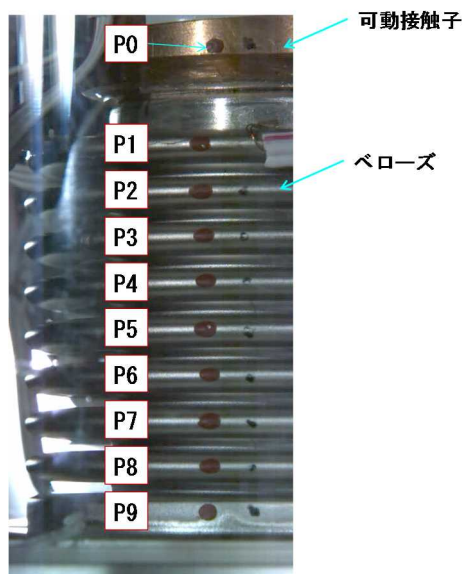


図 3-4-25 ベローズのマーカー位置 (高速 VTR 映像)

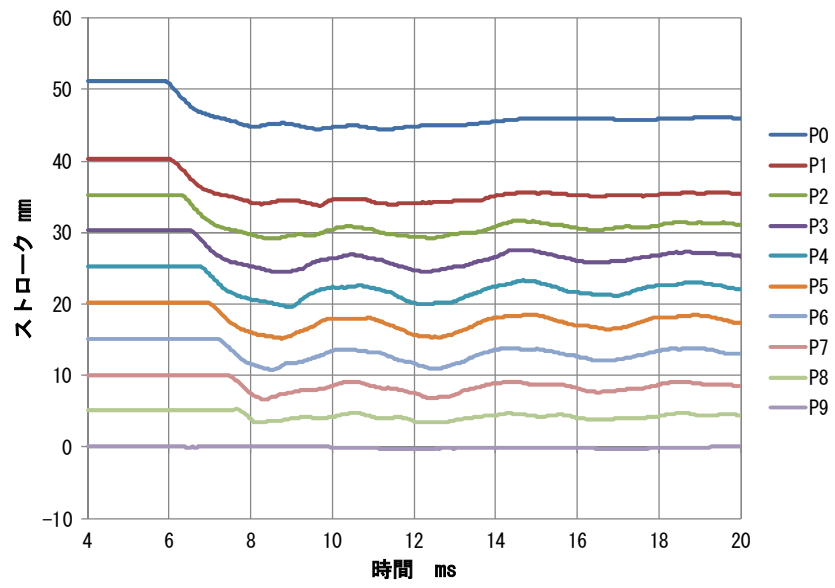


図 3-4-26 ベローズ山部の時刻歴変位

(4) 可動軸の構造強度について

前項のベローズの操作試験結果で真空バルブの可動軸が塑性変形していることが判明した。この項では可動軸の強度強化について記載する。

(図 3-4-24) の操作試験結果から可動軸に作用する軸力は、絶縁操作ロッドの軸力と可動部分の質量分布より最大約 80kN と推定される(計算方法は省略)。可動軸の材質は無酸素銅(C1020-0)であり、製作時の熱処理の影響を考慮すると耐力は約 76MPa (JIS H3100 等より) と推定される。可動軸の安全率を 2 程度にするためには、現状の軸径を約 1.4 倍にする必要がある。そうすると、可動軸の重量は単純計算でも 2 倍強となり、遮断部の応答性を維持するためには操作機構の駆動力をさらに大きくする必要がでてくる。

(図 3-4-27) に前項で使用した真空バルブの断面図(一次試作品)を示す。可動軸は無酸素銅で構成されており、ベローズなどのサイズの制約もあり、これ以上太径にすることは困難である。

可動軸の強度を向上させるために、他の真空遮断器で適用実績がある芯金構造を採用することにした。(図 3-4-28) に可動軸を芯金軸で強化した真空バルブの断面図(強化品)を示す。芯金軸の材質はステンレス鋼であり、0.2%耐力は無酸素銅の約 3 倍以上となっており、操作力 80kN に対する強度は確保することができる。ただし、ステンレス鋼は電気的抵抗値が無酸素銅より高いため、通電を確保するため芯金軸の外周りは無酸素銅で構成してある。

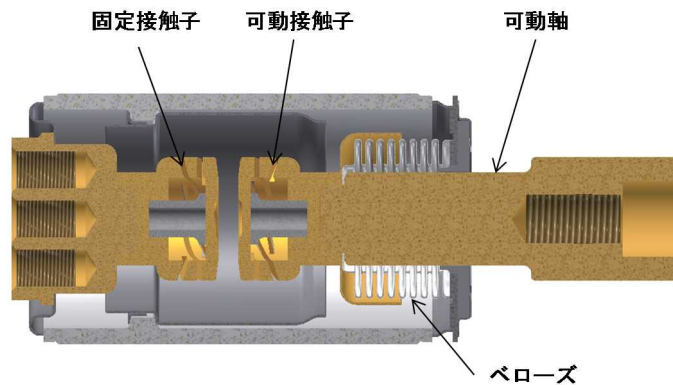


図 3-4-27 真空バルブ断面図 (一次試作品)

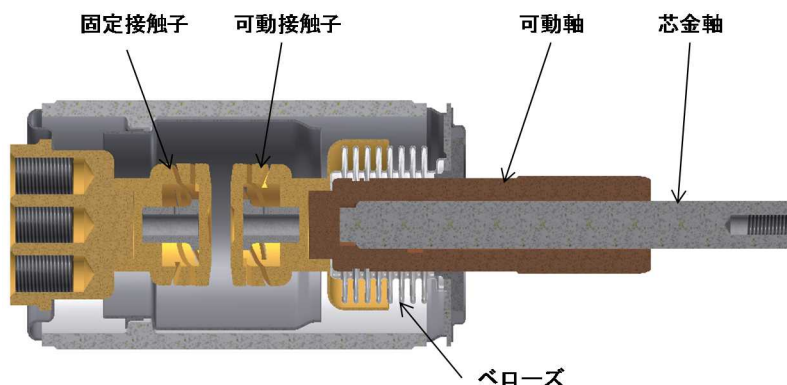


図 3-4-28 真空バルブ断面図 (強化品)

(5) 遮断試験

遮断部の真空バルブの遮断性能を確認した。(図 3-4-29) に遮断試験の様子を示す。試験方法は(図 3-4-30) に示す回路による合成遮断試験である。駆動機構は電磁反発操作機構(後述)を用いており、電極を高速に駆動可能である。

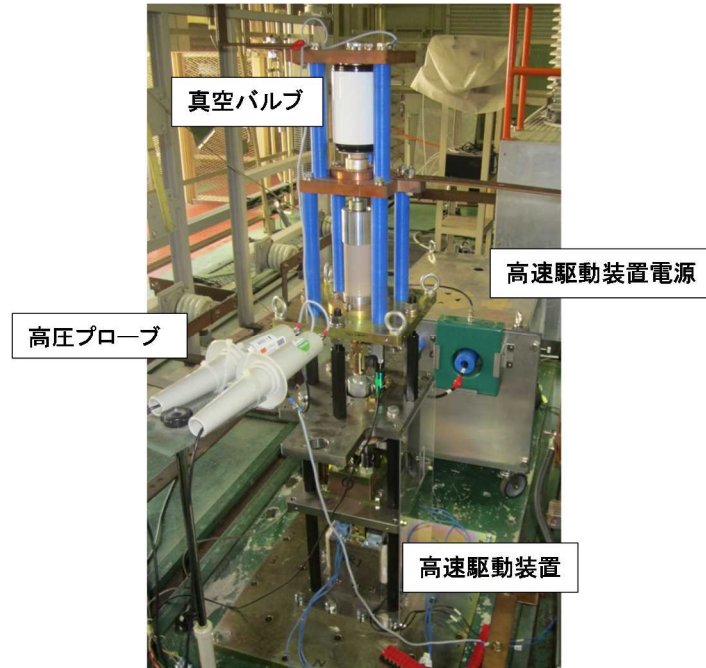


図 3-4-24 遮断部の遮断試験様子

ハイブリッド直流遮断器では、Hブリッジの逆電流通電により真空遮断部電流は減少し、電流ゼロ点が生成される。このような電流波形を模擬するため、(図 3-4-31) に示すように、電流源より通電する正弦半波電流のピーク後に真空遮断部の電極を開極した。このようにすると、開極後の電流波形は、電流が減少し電流零点を迎える電流波形となる。電流零点後に印加する回復電圧は、電圧源の回路構成とコンデンサの充電電圧で調整した。

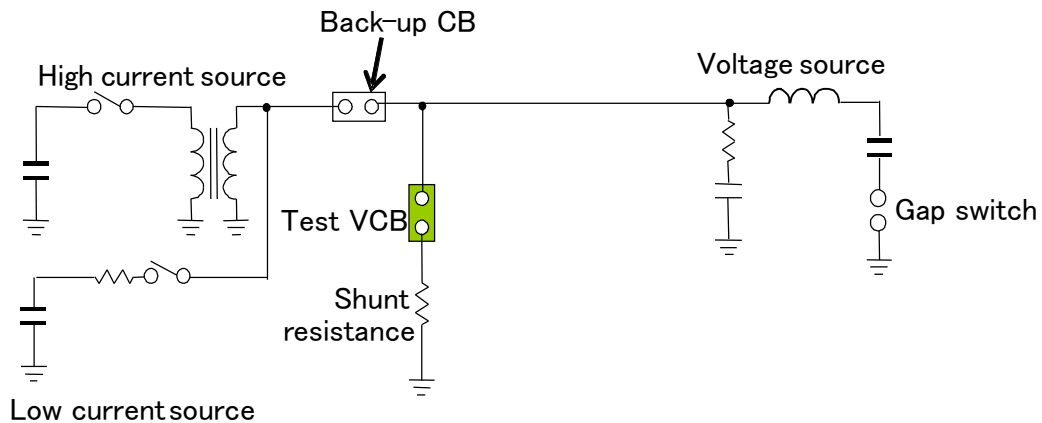


図 3-4-30 合成遮断試験回路

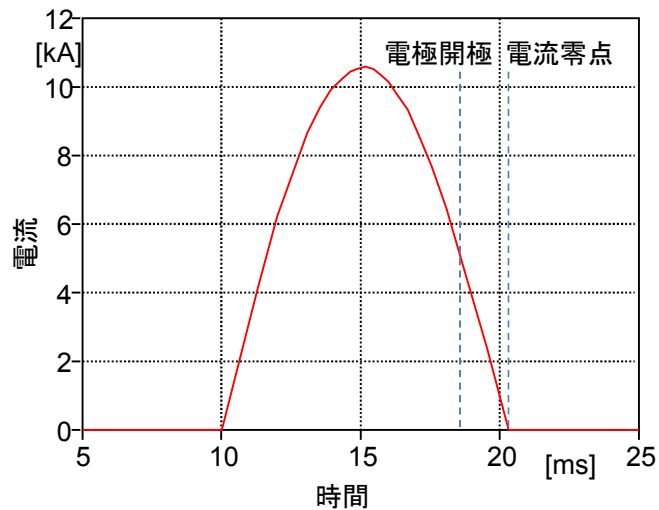


図 3-4-31 電流波形

試作真空バルブの遮断性能を検証した。遮断試験時の電流電圧波形の一例を（図 3-4-32）に示す。電流が 11.7 kA で電極を開極し、電流が減少し、電流遮断に成功している。電流零点後の回復電圧は、数 kV 以上の電圧が印加できている。

（図 3-4-33）に遮断試験結果を示す。アーク時間 2ms 以内で、22.9kA までの評価を行ったが、今回評価した遮断電流では遮断失敗は発生しなかった。目標とする遮断電流 8kA に対して、裕度のある遮断性能が達成できた。

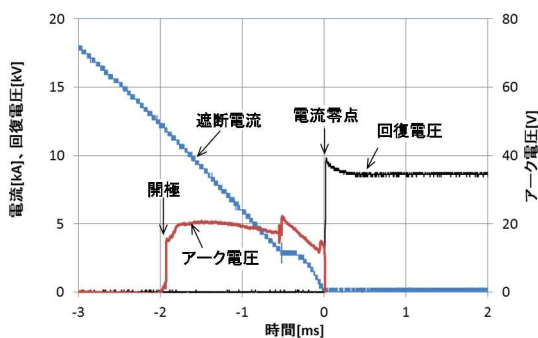


図 3-4-32 電流遮断時の電流電圧波形

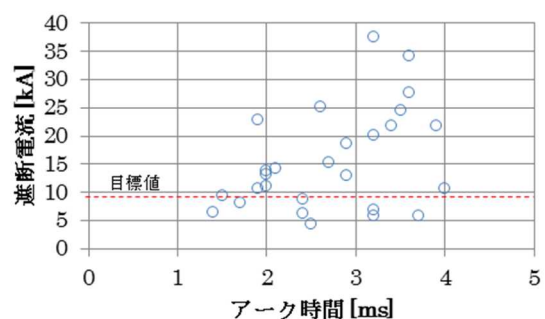


図 3-4-33 遮断試験結果

参考文献

- [1] 丹羽、松崎、横倉 「高速真空遮断器における電流零点近傍の電流波形と遮断性能」 電気学会論文誌 B, Vol.128, No. 5, pp. 779-784, (2008)

(イ) 操作機構の開発

(1) 操作機構部の構成と動作概要

【背景】

ハイブリッド直流遮断器の事故電流遮断シーケンスにおいて、遮断部は事故検知および動作指令出力から 2ms 以内に接点を数 mm 開極し、転流回路部が生成する電流零点において、遮断部電流を転流リアクトルへと転流させる必要がある。そのため遮断部の操作機構には数 10kN の駆動力を 1ms 以内に発生させる駆動特性が求められる。

従来の交流遮断器に適用されてきた油圧やばね力を利用する操作機構は、数 1000J 程度のエネルギーを蓄え、大きな駆動力を数 100mm 変位する間発生し続けることができるが、駆動力の保持機構を機械的に開放するのに数 ms 要するため、今回の用途に対しては応答性が不足する。

よって遮断部の操作機構には、開路動作に駆動力が大きく応答性が高い電磁反発力を利用する構成を採用した。また閉路動作には、閉路時の位置保持が容易でかつ応答性が高い磁気吸引力を利用する構成を採用した。操作機構部の開発にあたり、弊社既製品である電気鉄道変電所用直流高速度真空遮断器 (HSVCB) の構成をベースとした。

【概略構成】

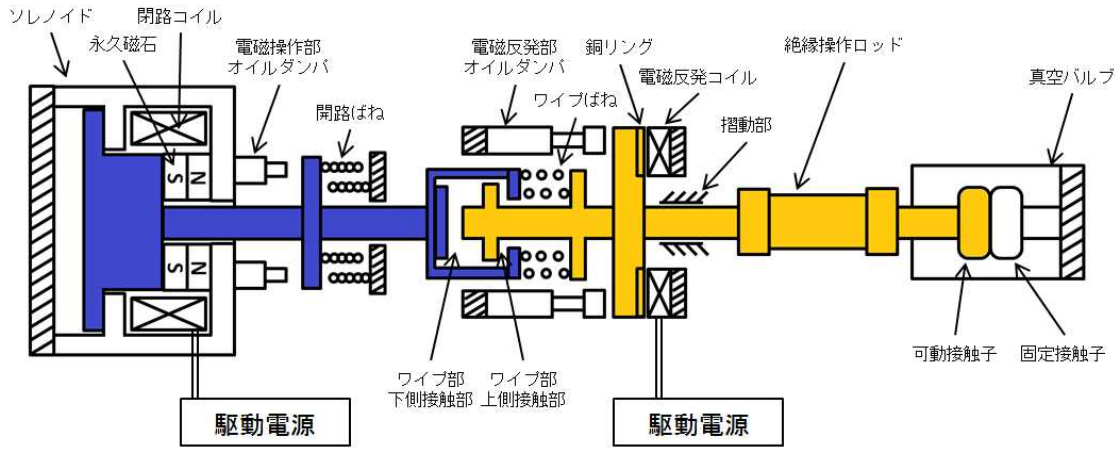
接点部を含めた操作機構部の概略構成を (図 3-4-34) に示す。閉路状態の断面図を (図 3-4-34) (a) に、開路状態の断面図を (図 3-4-34) (b) に示す。

遮断部は接点部と操作機構部に分かれ、接点部は真空バルブである。操作機構部は、接点部の可動接触子を高速に開閉する部位である。

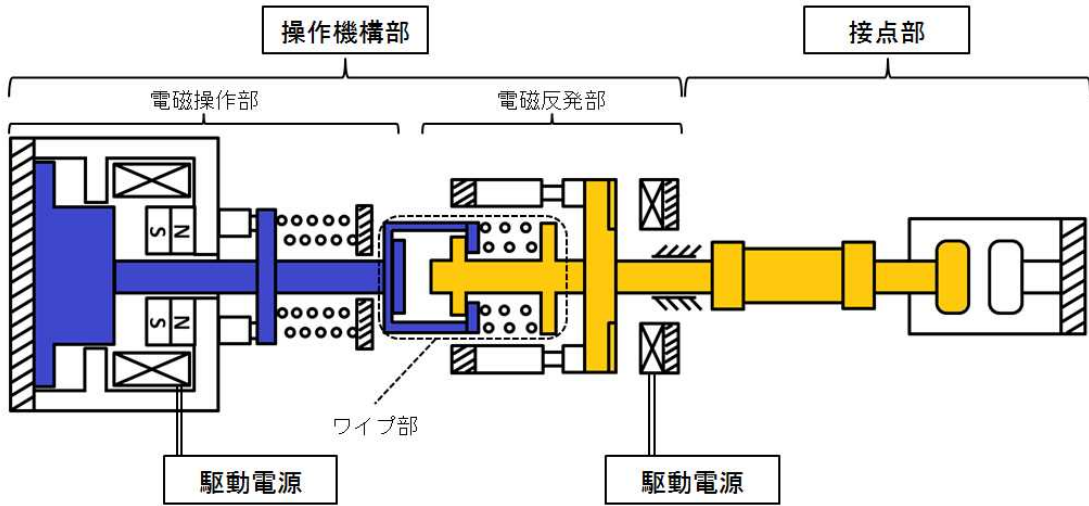
操作機構部は、電磁反発可動部に開路方向 (左側) の駆動力 (電磁反発力) を発生させる電磁反発部と、閉路方向 (右側) の駆動力 (磁気吸引力) を発生させる電磁操作部とに分かれる。図中の着色部が可動部であり、電磁反発可動部 (橙色) と電磁操作可動部 (青色) がある。

2 つの可動部はワイプ部によって連結されている。ワイプ部には、電磁反発部と電磁操作部に対して、互いに離れる方向の力を与えるように、ワイプばねが設置されている。電磁操作部には、電磁操作可動部に対して開路方向の力を与えるように、開路ばねが設置されている。この他に操作機構部には、開路動作の制動用オイルダンパや、インターロック用のリミットスイッチ (非図示) が設けられている。

■ 電磁反発可動部
■ 電磁操作可動部



(a) 閉路状態



(b) 開路状態

図 3-4-34 操作機構部の概略構成

【詳細構成】

（電磁反発部）

電磁反発部の詳細構成を（図 3-4-35）に示す。

電磁反発部には電磁反発コイルが固定され、電磁反発可動部には電磁反発コイルと対向するように銅リングが接続されている。電磁反発可動部の接点部側には絶縁操作ロッドと可動接触子が接続され、電磁操作部側には電磁反発部側のワイプ部が形成され、一体となって動作する。

開路動作時は、駆動電源で電磁反発コイルを瞬間的に励磁することで、電磁反発コイルに磁束が発生。銅リングを磁束が貫通し、銅リングには誘導電流が流れる。誘導電流がコイル磁束の径方向成分と交差するため、銅リングには電磁反発コイルから離れる方向（図中左側）のローレンツ力（電磁反発力）が発生し、これが開路動作時の駆動力となる。

（電磁操作部）

電磁操作部の詳細構成を（図 3-4-36）に示す。

電磁操作部には強磁性体のヨークで磁路を形成するソレノイドが固定されている。ヨーク内部には永久磁石と、閉路コイルと、電磁操作可動部と接続された強磁性体のアーマチュアが挿入されており、ヨークと永久磁石、アーマチュアとで磁路を形成している。アーマチュアは、永久磁石によって閉路方向（右側）への磁気吸引力を与えられる。

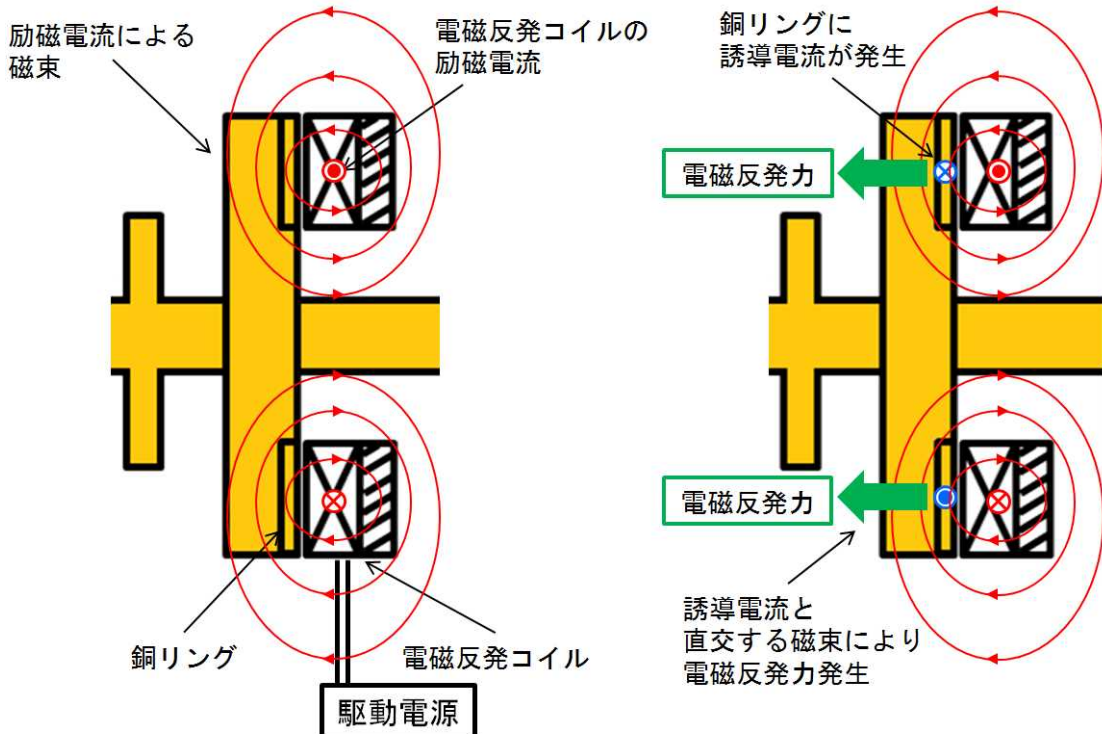
電磁操作可動部には開路ばね受けが形成され、固定部との間に開路ばねを挟んでいる。開路ばね受けは、開路ばね力によって開路方向（左側）への力を与えられる。電磁操作部は、永久磁石による閉路方向の磁気吸引力と、開路ばねによる開路方向の力とのバランスによって、閉路・開路位置を保持する。電磁操作可動部の接点部側には電磁操作部側の（図 3-4-34）に示すワイプ部が形成され、一体となって動作する。

閉路動作時は、永久磁石による磁束と同方向に磁束が発生するように、駆動電源で閉路コイルを励磁する。するとアーマチュアには、アーマチュアとヨーク間のギャップを縮める方向（右側）に磁気吸引力が発生し、永久磁石による磁気吸引力と重畳する。これが閉路動作時の駆動力となる。

（ワイプ部）

（図 3-4-34）に示すワイプ部は、電磁反発可動部と電磁操作可動部とを連結しており、電磁反発部と電磁操作部に対して、互いに離れる方向の力を与えるように、ワイプばねが設置されている。ワイプばねは閉路状態において圧縮され、可動接触子を固定接触子に対して押し付けるワイプ荷重を発生させる。ワイプ荷重は接点部の接触抵抗を低減するとともに、短時間耐電流通電時に電磁力による接点の開極を防ぐ。

開路動作

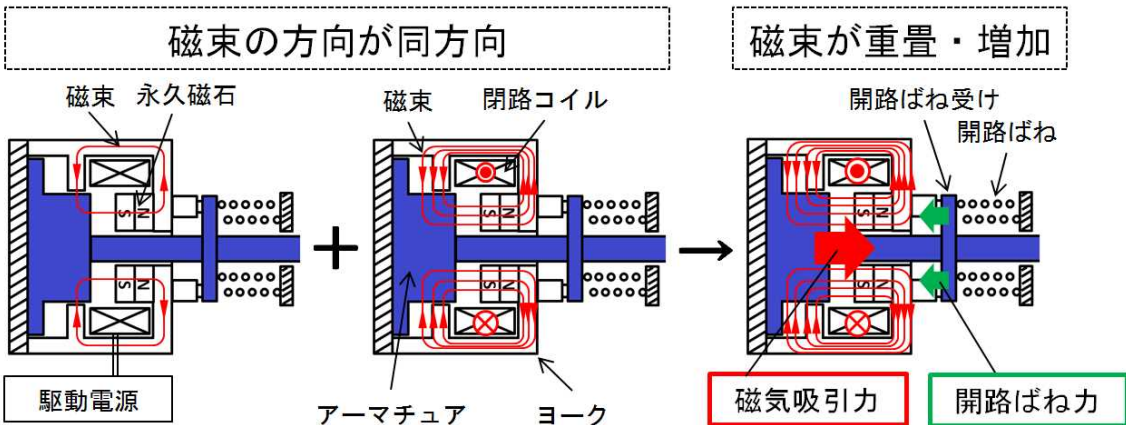


(a) コイル励磁開始

(b) 電磁反発力発生

図 3-4-35 電磁反発部の詳細構成 (開路動作の駆動力)

閉路動作



永久磁石による磁束 閉路コイル励磁による磁束 ソレノイド全体の磁束

図 3-4-36 電磁操作部の詳細構成 (閉路動作の駆動力)

【開路動作と閉路動作】

(開路動作)

(図 3-4-37) を参照して、開路動作を説明する。各部の名称は (図 3-4-34) から (図 3-4-36) を参照のこと。

開路動作は、接触子が閉じた閉路状態で、電磁反発コイルを励磁して開始する。電磁反発コイルを励磁すると銅リングに電磁反発力が発生し、電磁反発可動部が図中左方向に動作する。電磁反発可動部が電磁操作可動部に衝突すると、電磁操作可動部も図中左方向に動作開始する。2つの可動部は、オイルダンパによって制動されつつ、ストoppaに当たって動作停止し、開路完了する。

このとき、開路状態の位置保持は、電磁操作可動部に負荷される開路方向の開路ばね力が、閉路方向の永久磁石吸引力と真空バルブの自閉力との合力より大きいことによって維持されている。この状態における開路方向の力と閉路方向の力との差を、開路保持力と呼ぶ。

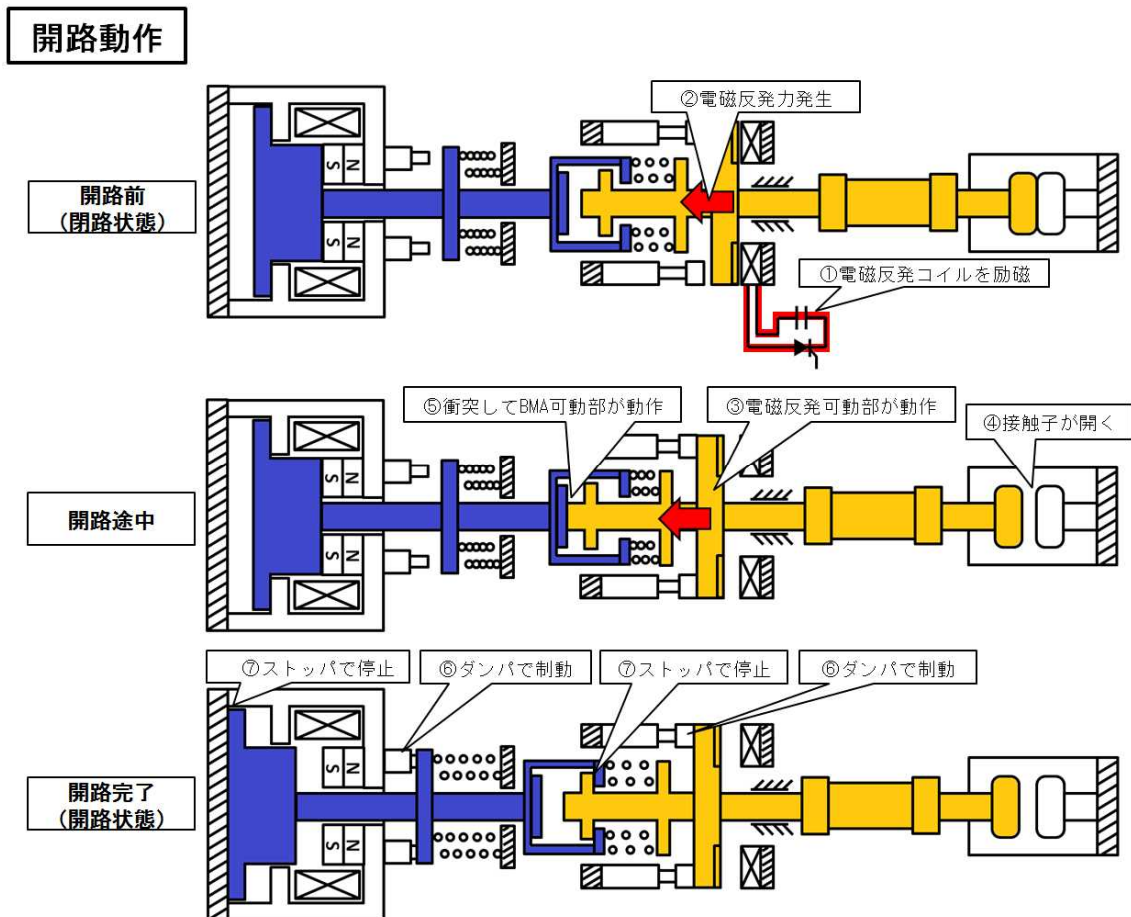


図 3-4-37 開路動作

(閉路動作)

(図 3-4-38) を参照して、閉路動作を説明する。各部の名称は (図 3-4-34) から (図 3-4-36) を参照のこと。

閉路動作は、接触子が開いた開路状態で、閉路コイルを励磁して開始する。閉路コイルを励磁するとアーマチュアに磁気吸引力が発生し、電磁操作可動部が図中右方向に動作する。また電磁反発可動部も、電磁操作可動部とワイプばねを介して接続されているため、同時に動作する。先に電磁反発可動部の接触子が閉じて動作停止し、電磁操作可動部のみ、ワイプばねを圧縮しつつ閉路方向に動作する。その後、アーマチュアがヨークのストッパに衝突して動作停止し、閉路状態となる。

閉路状態の位置保持は、電磁操作可動部に負荷される閉路方向の永久磁石吸引力が、開路方向の開路ばね力とワイプばね力との合力より大きいことによって維持されている。この状態における閉路方向の力と開路方向の力との差を、閉路保持力と呼ぶ。

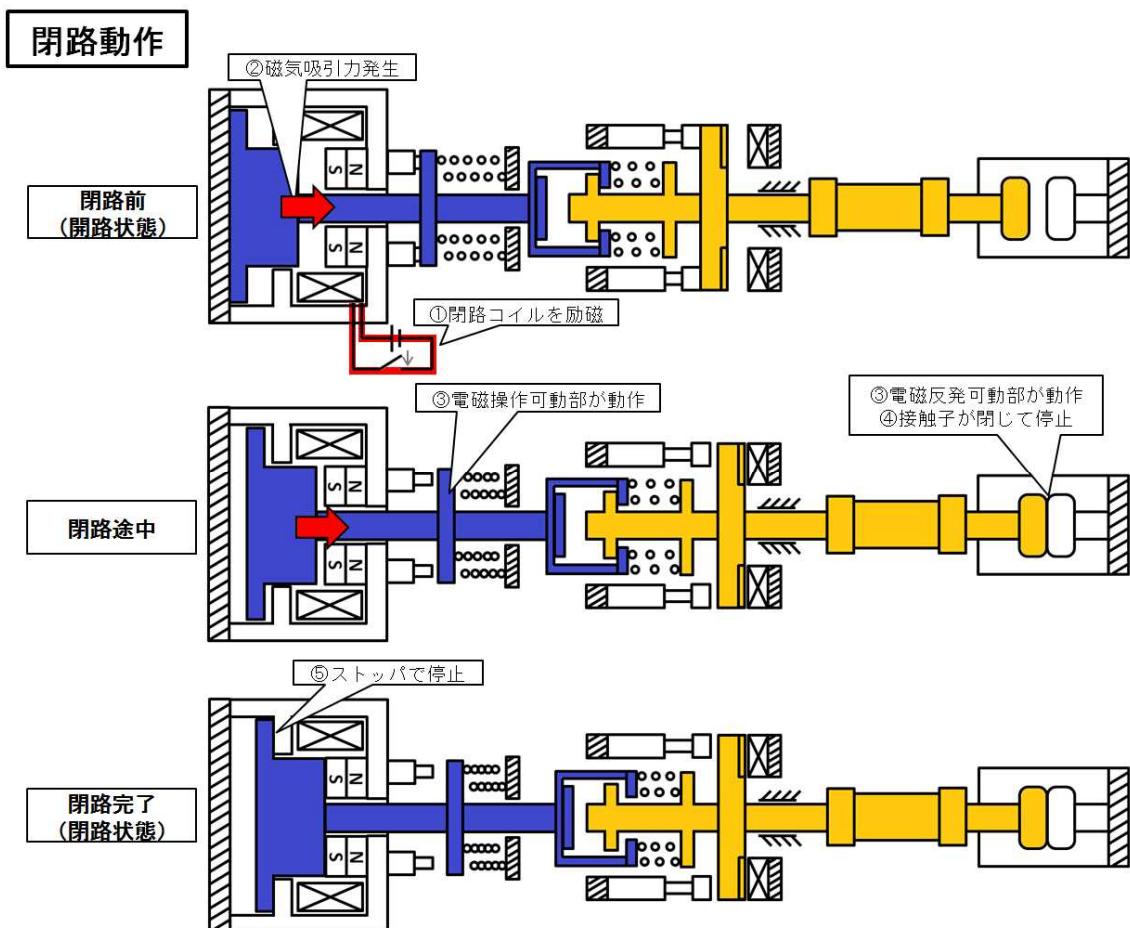


図 3-4-38 閉路動作

(2) 操作機構の駆動電源

ここでは操作機構部に適用する駆動電源の構成と動作概要を示す。

ハイブリッド直流遮断器は高電圧化のため、複数の遮断部及び断路部をカスケード接続し、対地から数十～数百 kV の浮遊電位にあるステージ上に設置することを想定している。よってこれらの操作機構部用駆動電源には、数十～数百 kV の浮遊電位下に設置可能で、事故遮断時や雷撃印加時の急峻な電位変動に耐え、かつ地上から安全に操作可能な性能が要求される。このような性能を満たす駆動電源は一般に市販されておらず、今回新規開発を行った。

遮断部の駆動電源に要求される上記以外の主な仕様は、下記の通りである。

- ・ 開路動作： 定格出力電圧…数千 V、ピーク電流…数 kA
- ・ 閉路動作： 定格出力電圧…数百 V、ピーク電流…数 10A
- ・ 入力電圧： AC100V
- ・ 操作端末外部信号入力： DC100V
- ・ インターロック回路： 操作機構部の開閉で状態が切り替わるリミットスイッチで判断

以上の仕様を基に、駆動電源及びその操作端末を製作した。駆動電源はコンデンサ及びその充電装置と、操作端末から出力された光信号に同期して動作するサイリスタスイッチを組み合わせた電源ユニットを 2 ユニット搭載する。

(図 3-4-39) にシステム構成図を示す。操作端末はプッシュボタン操作、または外部から印加される DC100V 信号に同期して光信号を出力する回路である。将来の拡張を考慮して、光信号入出力は 6 系統あり、1 つの駆動電源につき開路用・閉路用の二つの光信号出力とリミットスイッチ状態の光信号入力を 1 系統とし、最大で計 6 台の駆動電源を同時に接続可能な構成となる。駆動電源は AC100V を電源として動作し、制御回路と、主回路のコンデンサユニットとは別に設置されるシステムとなる。

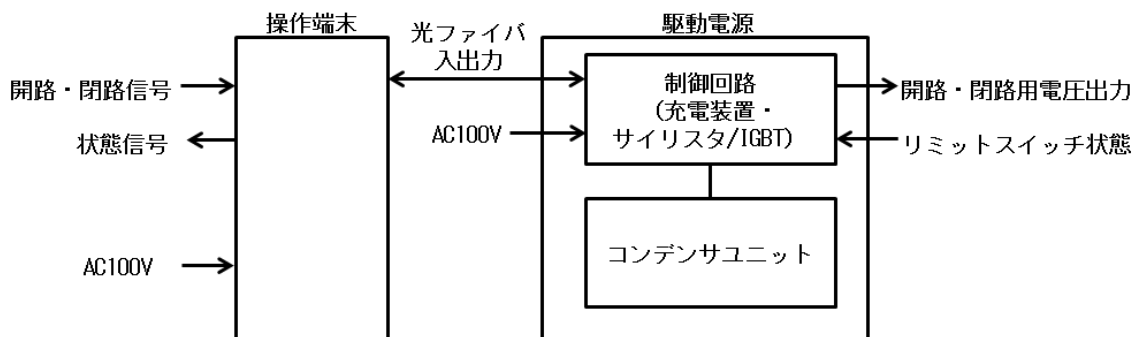


図 3-4-39 システム構成図

(図 3-4-40) に駆動電源のブロック図を示す。制御回路には、直流電源と制御主回路を組み合わせた充電ユニットを2つ備え、1つは開路用の数千V充電用、もう一方は閉路用の数百V充電用のユニットである。AC100V 電源の供給と連動して直流電源が起動し、接続されたコンデンサユニットの開路用・閉路用の各コンデンサに直流電源から既定の電圧が充電される。開路用・閉路用の光信号の受信に連動して制御主回路のサイリスタスイッチ又は IGBT が動作し、コンデンサユニットの開路用・閉路用のコンデンサ電圧が操作機構に供給される。

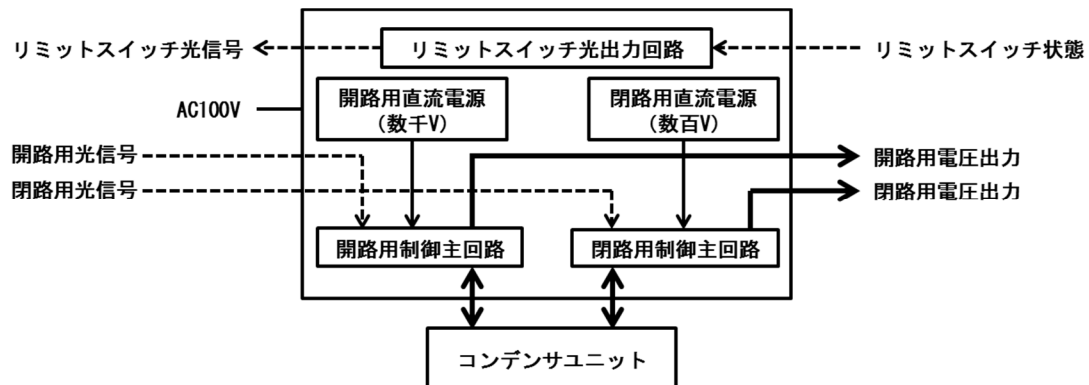


図 3-4-40 駆動電源詳細構成

(図 3-4-41) に開路用・閉路用制御主回路図を示す。主回路ユニットは開路用・閉路用の2種類があり、それぞれ定格電圧、ピーク電流、コンデンサ容量が異なる。直流電源から電圧を供給し、ダイオード D1 と抵抗 R1 を通って外部に接続したコンデンサ C1 を充電する。コンデンサには自然放電用抵抗 R2 と、リレーを用いた強制放電用抵抗 R4 が接続されており、AC100V 電源喪失時にコンデンサを抵抗 R4 で短絡する保護装置を付加する。コンデンサの低圧側に接続されたサイリスタ THY が ON になると負荷にコンデンサ電圧が印加される。コンデンサには逆極性の電圧が印加されないようにダイオード D2 を挿入する。

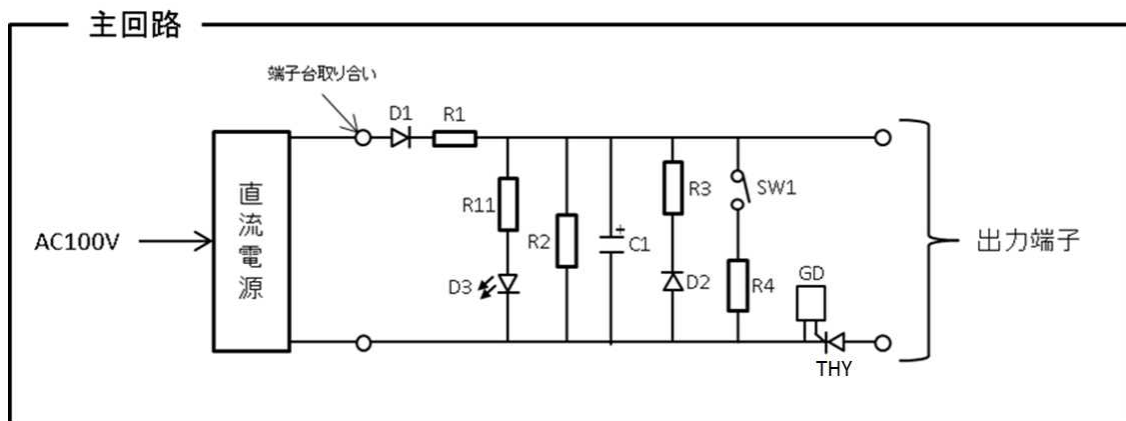


図 3-4-41 開路用・閉路用の制御主回路図

(図 3-4-42) に光信号の送受信を行う操作端末を示す。本装置は (図 3-4-39) のシステムを遠方から光信号を用いて操作するための装置である。

AC100V を電源とし、将来の拡張を考慮して、光送信ユニット 2 機、光受信ユニット 1 機を 1ch とした、計 6ch の光信号送受信ユニットを備えている。また、開路用及び閉路用の光信号伝送のための手動スイッチをそれぞれ備え、リミットスイッチ信号によるインターロックを強制解除できるインタロックキルスイッチを開路用、閉路用にそれぞれ用意している。本装置における光信号の送信は前述の手動によるボタン操作のほかにも、DC100V による信号入力においても可能である。また、リミットスイッチ用の光信号の受信状態を確認するためのランプがそれぞれのチャンネルごとに用意されている。外部信号とのインターフェースには、フォトカップラやフォトトリアックを用いて入出力間を絶縁している。

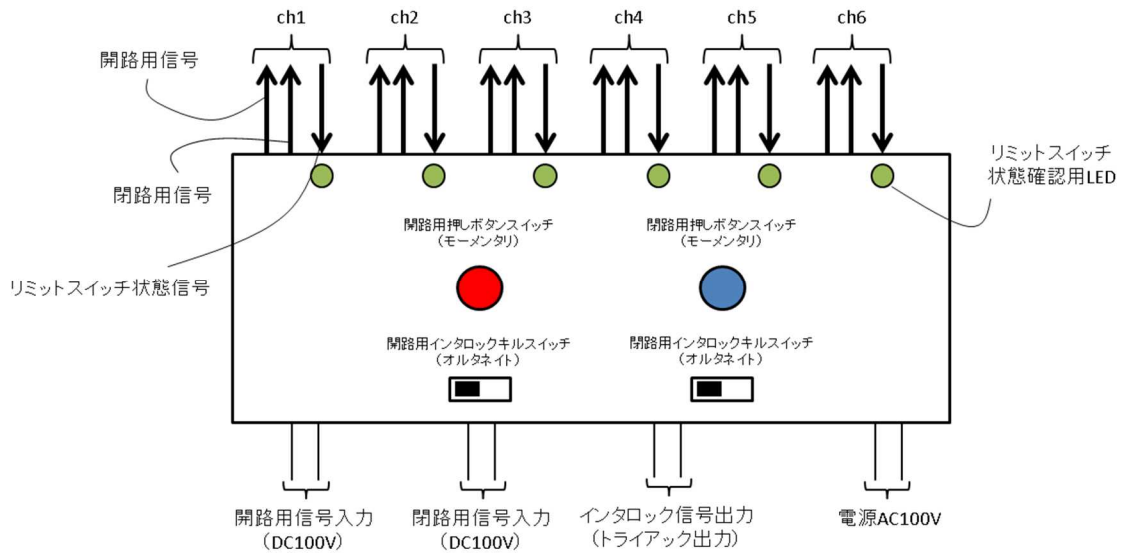


図 3-4-42 操作端末

(3) 操作機構の機構解析

遮断部操作機構の開発にあたり、開路動作及び閉路動作の機構解析モデルを構築。予め機構解析によるシステムの仮想実験を行うことで、応答性や駆動力などの動作特性を最適化した。

機構解析モデルの概略図を（図 3-4-43）に示す。

機構解析モデルは、可動部（電磁反発可動部、電磁操作可動部）の運動（変位、速度）を計算する力学モデル、電磁アクチュエータ（開路：電磁反発部、閉路：電磁操作部）による駆動力（電磁反発力、磁気吸引力）を計算する電磁気学モデル、オイルダンパによる制動力を計算する油圧モデルに分けられる。

力学モデルは、電磁気学モデル及び油圧モデルで計算した力（駆動力、制動力）を入力として、可動部の変位と速度を出力する。電磁気学モデル及び油圧モデルは、力学モデルで計算した変位と速度を入力として、力（駆動力、制動力）を出力する。

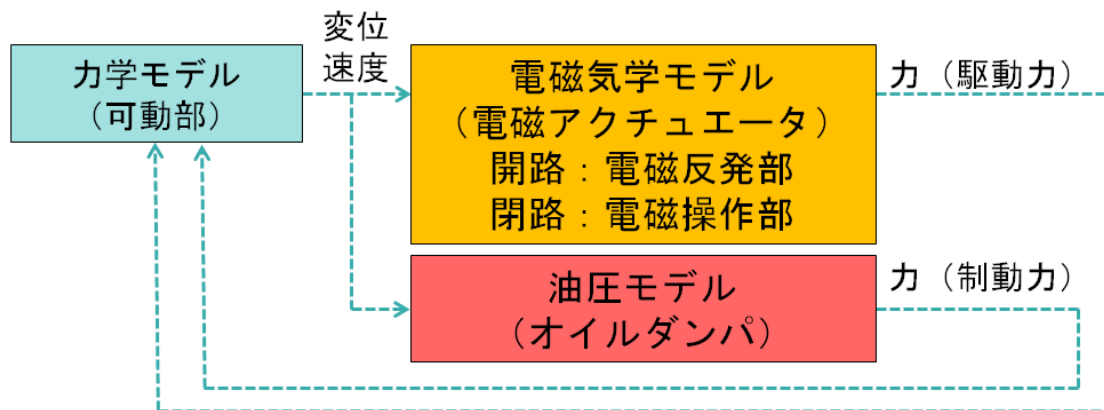


図 3-4-43 機構解析モデル

機構解析モデルは 1D マルチドメインシミュレーションソフトウェア LMS Imagine.Lab AMESim（以下、AMESim）で構築し、動作特性の計算を行った。

AMESim は機械、油圧、電気などの物理現象を表現する方程式をモデル化した様々なコンポーネントがライブラリ化されており、それらコンポーネントを組み合わせることにより、異なる物理現象の相互作用によって成立するシステムの過渡現象を計算可能である。

よって機構解析モデルの構築は、基本的には予め用意されたコンポーネントを組み合わせることで構築している。但し、開路動作の駆動力である電磁反発力の計算モデルや、オイルダンパから与えられる制動力の計算モデルは、予め用意されたコンポーネントでは構築できなかったため別途構築し、ユーザーコンポーネントとして組み込んでいる。

【力学モデル】

力学モデルの計算フローを（図 3-4-44）に示す。

力学モデルの内部は、集中質量コンポーネントを、弾性接続コンポーネントや弾性接触コンポーネントで接続して構築している。

集中質量コンポーネントは、力を入力として運動方程式を解き、変位と速度を計算して外部コンポーネントへ出力する。逆に弾性接続（接触）コンポーネントは、変位と速度を入力として運動方程式を解き、弾性力や接触力等の力を出力する。電磁気学モデルや油圧モデル等の、変位及び速度を入力として力を出力するモデルは、集中質量コンポーネントと接続する。

力学モデルはすべて AMESim の標準コンポーネントで構築した。

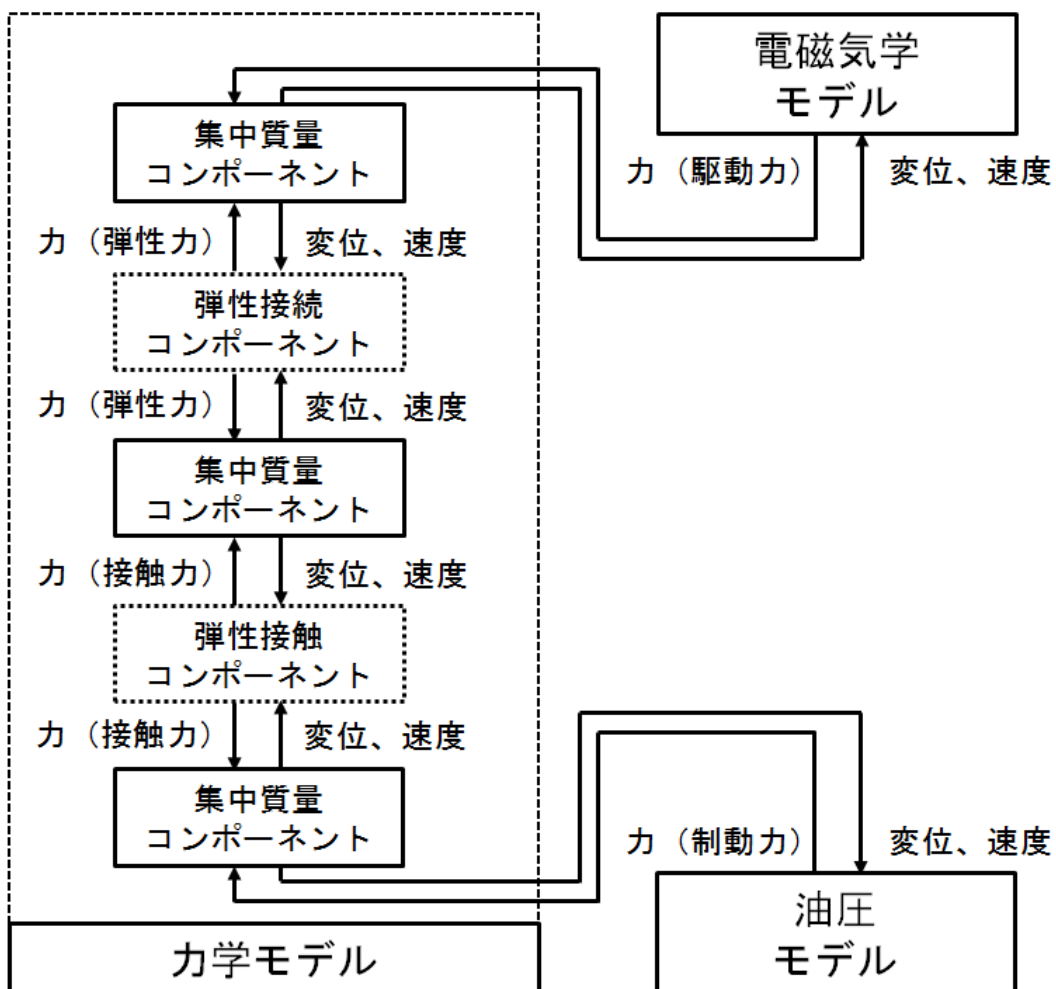


図 3-4-44 力学モデルの計算フロー

遮断部操作機構の力学モデルを（図 3-4-45）に示す。

遮断部の可動部は、電磁反発可動部、電磁操作可動部、ワイプばね、開路ばね、オイルダンパのピストンであり、これらを集中質量コンポーネントに置き換える。それらを弾性接続コンポーネントや、弾性接触コンポーネントで接続して、ばね力や弾性力、接触力を模擬した遮断部操作機構の力学モデルを構築する。

電磁気学モデルのうち、開路動作の駆動力（電磁反発力）を解く電磁反発モデルは、電磁反発可動部の集中質量コンポーネントと接続する。また閉路動作の駆動力（磁気吸引力）を解くソレノイドモデルは、電磁操作可動部の集中質量コンポーネントと接続する。

油圧モデルで、開路動作の制動力を解くオイルダンパコンポーネントは、ピストンを模擬する集中質量コンポーネントと接続する。ピストンの集中質量コンポーネントは、電磁反発可動部及び電磁操作可動部それぞれの集中質量コンポーネントに対して、弾性接触コンポーネントを介して接続している。

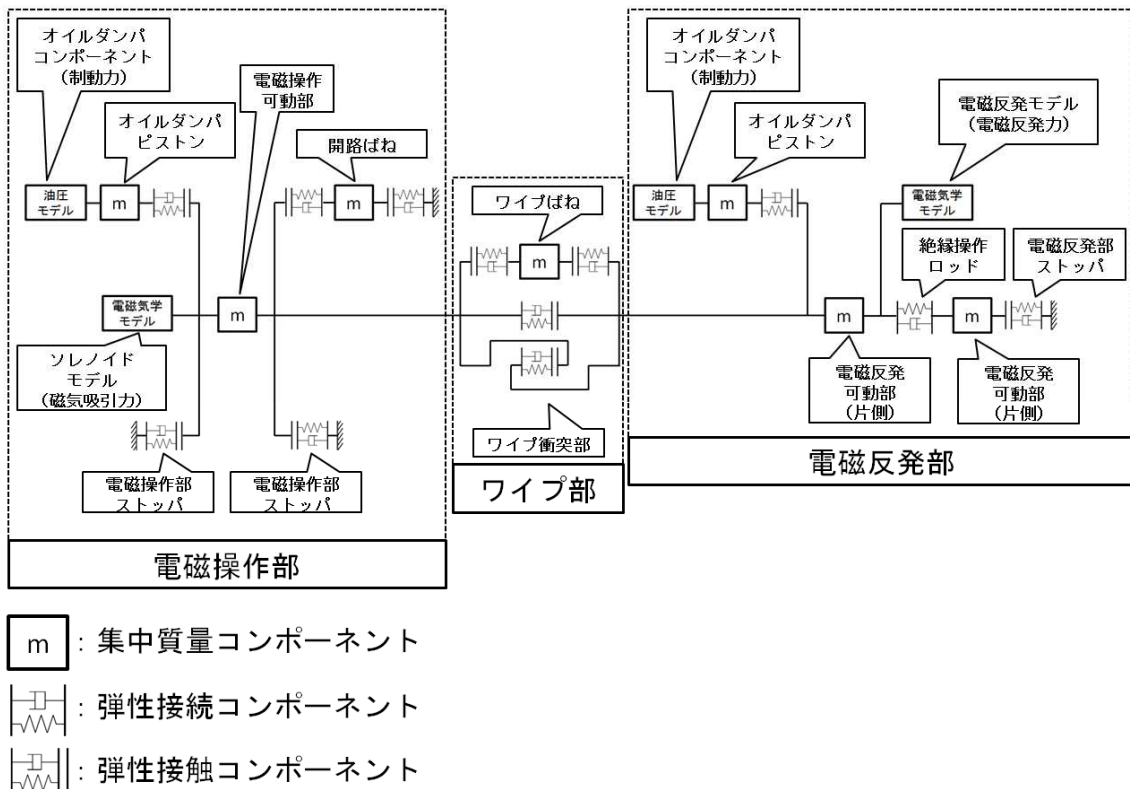


図 3-4-45 力学モデル

【電磁気学モデル】

（電磁反発モデル）

電磁反発モデルの計算フローを（図 3-4-46）に示す。

電磁反発モデルは、力学モデルの電磁反発可動部の変位と速度を入力として、駆動力である電磁反発力を計算し出力する。電磁反発モデルは、電磁反発コンポーネントと電気回路モデルによって構成される。

電磁反発コンポーネントは、予め電磁反発コイルの寸法及び巻数を入力しておくことで、電磁反発力の計算に必要な回路定数を出力する。電磁反発コイルと銅リングの抵抗や自己インダクタンスは定数であるが、相互インダクタンスは電磁反発コイルと銅リング間の距離によって過渡的に変化するため、電磁反発可動部の変位を入力として時間刻み毎に更新している。また電磁反発コンポーネントは、電気回路モデルから入力した電流より電磁反発力を算出し、力学モデルに出力する。AMESim の標準ライブラリには、上記の電磁反発コンポーネントに相当するものが用意されておらず、ユーザーコンポーネントとして別途構築した。

電気回路モデルは、電磁反発コンポーネントで計算した回路定数を入力として、電磁反発リング及び銅リングに流れる電流を計算し、電磁反発コンポーネントに出力する。

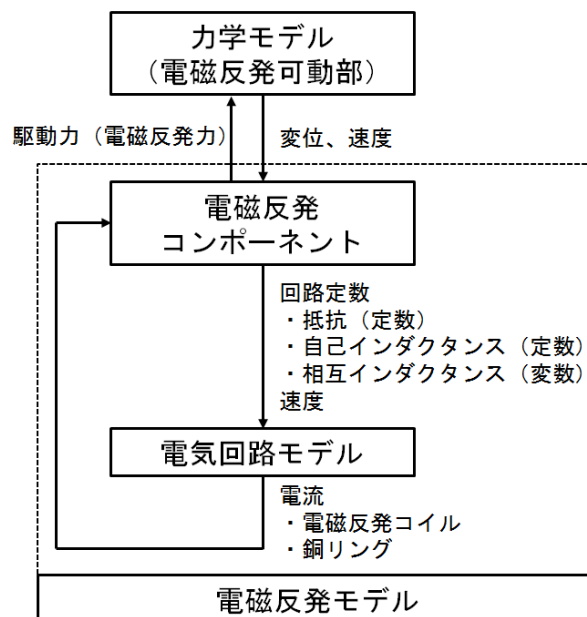


図 3-4-46 電磁反発モデルの電磁反発力計算フロー

以下では、電磁反発力の計算手法について（図 3-4-47）と（図 3-4-48）を参照して説明する。本手法は参考文献^[1]を参考とした。

（図 3-4-47）に遮断部電磁反発部の拡大図を示す。前述したように、開路動作の駆動力である電磁反発力は、駆動電源により電磁反発コイルに印加した

励磁電流 I_{coil} および銅リングに誘起された誘導電流 I_{ring} が、互いの電流によって発生した磁界と交差することで発生する電磁力である。電磁反発部のモデル化のため、銅リングに誘導される誘導電流 I_{ring} を、電磁反発コイルと径方向寸法が同等で、厚さが表皮厚さ δ 、巻数 1 のコイルとして模擬した。

(図 3-4-48) に電磁反発コイルと銅リングの模擬コイル、駆動電源による等価回路を示す。電磁反発コイルに接続された駆動電源は、直流電源 PS によってコンデンサ C が予め充電されており、サイリスタ THY を ON することにより電磁反発コイルに励磁電流 I_{coil} を印加する。コンデンサ C 放電後はダイオード D が通電開始するため、コンデンサ C には逆電圧が生じない。銅リングの模擬コイルには、相互インダクタンス M に生じる誘導電圧によって、誘導電流 I_{ring} が発生する。

各コイルの抵抗 R_{coil} 、 R_{ring} と自己インダクタンス L_{coil} 、 L_{ring} は、コイル寸法と巻数、導電率によって計算可能な回路定数である。また相互インダクタンス M は、電磁反発コイルと模擬コイルの寸法と巻数、コイル間のギャップ距離から算出でき、銅リングの移動によって刻時変化する。相互インダクタンス M の算出方法は、参考文献 [2] を参照されたい。上記各コイルの回路定数は、ユーザーコンポーネントとして別途構築した電磁反発コンポーネントで計算する。

(図 3-4-48) に示す電気回路モデルは、AMESim の電気回路コンポーネントで構築された等価回路であり、電磁反発コンポーネントで計算した回路定数を入力して、電磁反発部の回路応答を計算する。但し AMESim の電気回路コンポーネントでは、過渡的に変化する相互インダクタンス M を扱えない。よって相互インダクタンス M の誘導電圧を除外したコイル両端電圧 u_{coil} 、 u_{ring} を入力として、相互インダクタンス M による誘導電圧を加算後のコイル電流 I_{coil} 、 I_{ring} を出力する誘導回路モデルを、信号コンポーネントによって構築した。

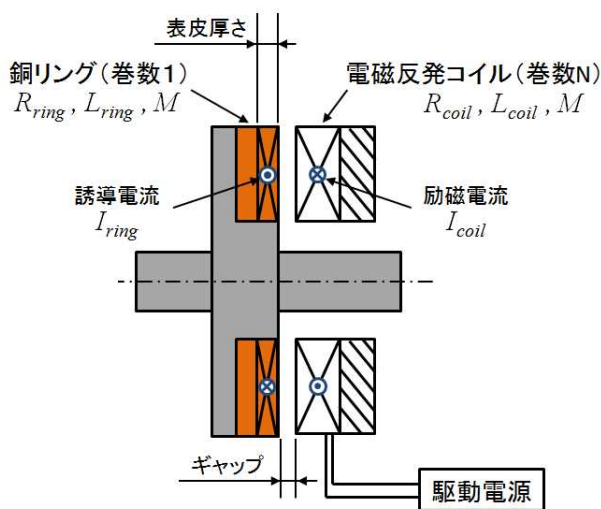


図 3-4-47 電磁反発部の拡大図

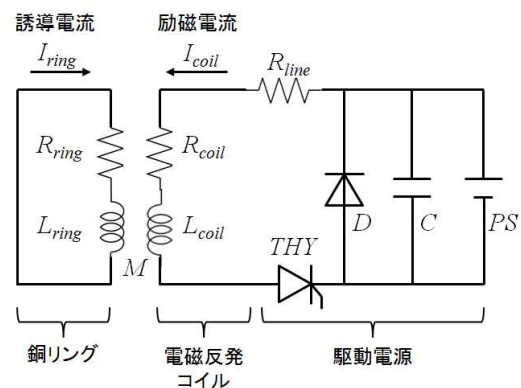


図 3-4-48 電磁反発部の等価回路

電磁反発部の電気回路モデルを（図 3-4-49）に示す。電磁反発コイルと銅リングの模擬コイルは、信号コンポーネントによって構築した誘導回路モデルと接続されている。

参考文献^[1]に示された等価回路の式を変形すると、コイル電流の時間微分値 dI_{coil}/dt 、 dI_{ring}/dt は下式で表現でき、AMESim の時間積分コンポーネントによりコイル電流 I_{coil} 、 I_{ring} を算出できる。ここで x_{ring} は銅リングの変位であり、 dx_{ring}/dt は銅リングの速度である。これらは力学モデルの電磁反発可動部から入力した値を用いる。

$$\begin{aligned} \frac{dI_{ring}}{dt} &= (u_{coil} - \dot{M}I_{ring}) \left(\frac{M}{L_{coil}} \right) + (u_{ring} - \dot{M}I_{coil}) \left(\frac{L_{coil}}{M^2 - L_{coil}L_{ring}} \right) \\ &= \frac{1}{M^2 - L_{coil}L_{ring}} \{ L_{coil}(u_{ring} - \dot{M}I_{coil}) + M(u_{coil} - \dot{M}I_{ring}) \} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{dI_{coil}}{dt} &= (u_{ring} - \dot{M}I_{coil}) \left(\frac{M}{L_{coil}} \right) + (u_{coil} - \dot{M}I_{ring}) \left(\frac{L_{ring}}{M^2 - L_{coil}L_{ring}} \right) \\ &= \frac{1}{M^2 - L_{coil}L_{ring}} \{ L_{ring}(u_{coil} - \dot{M}I_{ring}) + M(u_{ring} - \dot{M}I_{coil}) \} \end{aligned}$$

$$\dot{M} = \frac{dM}{dx_{ring}} \frac{dx_{ring}}{dt}$$

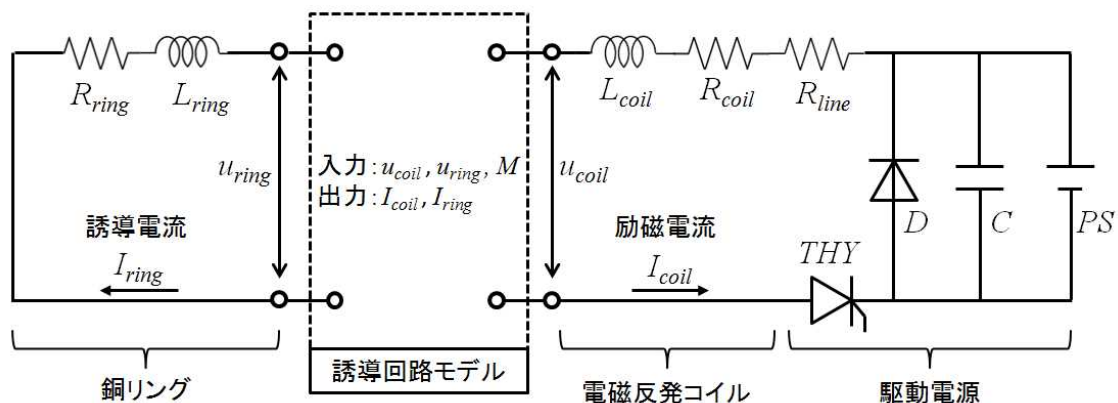


図 3-4-49 電磁反発部の電気回路モデル

参考文献^[1]より、電磁反発力 F_m は下式で示される。電気回路モデルから出力したコイル電流 I_{coil} 、 I_{ring} を電磁反発コンポーネントに入力し、相互インダクタンス M の移動方向距離積分 dM/dx_{ring} との積により電磁反発力 F_m を算出。力学モデルの電磁反発可動部へと出力する。

$$Fm = -\frac{dM}{dx_{ring}} I_{coil} I_{ring}$$

(ソレノイドモデル)

ソレノイドモデルの計算フローを（図 3-4-50）に示す。

ソレノイドモデルは、ソレノイドコンポーネントと駆動電源モデルで構築される電気回路モデルである。力学モデルの電磁操作可動部の変位と速度を入力として、駆動力である磁気吸引力を計算し出力する。

電磁操作部のソレノイドモデルを（図 3-4-51）に示す。

ソレノイドコンポーネントのコイルは自己インダクタンス L_{sole} と抵抗 R_{sole} を持ち、前記した電磁反発部の電気回路と同様の駆動電源と接続され、サイリスタ THY を ON して励磁電流 I_{sole} が印加される。ソレノイドコンポーネントの自己インダクタンス L_{sole} は変数である。これは、ソレノイドはアーマチュアが移動することで磁路が変化するのに加え、強磁性体で磁路を形成しており、アーマチュアの位置およびコイル電流に対して、鎖交磁束が非線形に変化するためである。同様に磁気吸引力もまた、アーマチュアの位置およびコイル電流に対して非線形に変化する。よってソレノイドコンポーネントには、予めアーマチュア位置とコイル電流を変数とした、磁気吸引力と鎖交磁束のテーブルを入力しておく。テーブルの算出には、FEM による電磁界解析を用いる。

ソレノイドモデルは、計算した励磁電流 I_{sole} と入力した変位より、予め入力したテーブルから磁気吸引力を算出し、力学モデルの電磁操作可動部へと出力する。

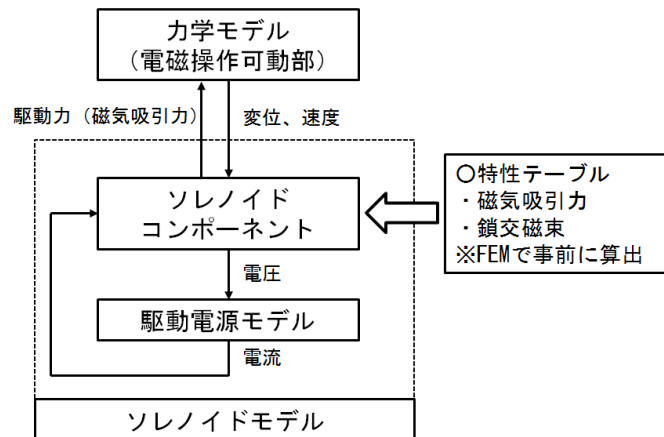


図 3-4-50 ソレノイドモデルの磁気吸引力計算フロー

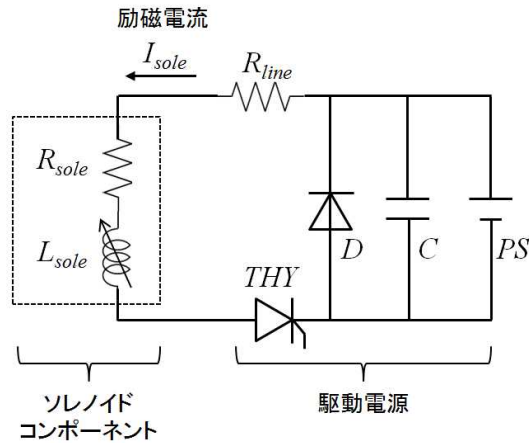


図 3-4-51 電磁操作部のソレノイドモデル

【油圧モデル】

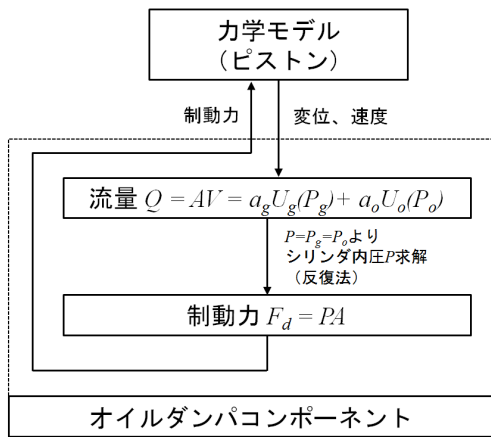
油圧モデルのオイルダンパコンポーネントの計算フローを（図 3-4-52）に、オイルダンパの断面図を（図 3-4-53）に示す。

オイルダンパコンポーネントはオイルダンパの制動力を計算する。従来の機構解析で実績のある C 言語プログラムをベースに、ユーザーコンポーネントとして別途構築した。

オイルダンパコンポーネントは、ピストンの位置と速度を入力として制動力を出力する。操作機構の可動部がオイルダンパのピストンと衝突してピストンがシリンダ内に突入する（左方向）と、オイルダンパのシリンダ内圧 P が上昇し、ピストンには右方向の制動力 F_d が生じる。これはピストン-シリンダ間の同心円ギャップおよび、シリンダに形成された小さな円孔である複数のオリフィスから、シリンダ内のオイルが流出する際の流体抵抗によるものである。

オイルを非圧縮性流体と考えた場合、同心円ギャップとオリフィスから流出したオイル流量の和は、ピストンがシリンダ内に突入した体積と等しいため、（図 3-4-52）の流量に関する等式が成立し、反復法によってシリンダ内圧 P を求めることができる。すると制動力 F_d は、シリンダ内圧 P とピストン受圧面積 A との積で算出できる。ここで、オリフィスはピストンがシリンダ内に突入するにつれてピストンによって封じられるため、オリフィス総断面積はピストンの位置によって変化する。

オイルダンパコンポーネントで算出した制動力は、力学モデルのオイルダンパピストンへと出力され、オイルダンパピストンと衝突した可動部（電磁反発可動部および電磁操作可動部）に対して、弾性接触コンポーネントを介して制動力を与える。



シリンダ流出流量 : Q
シリンダ内圧 : P
ピストン速度 : V
ピストン受圧面積 : A
同心円ギャップ流速 : U_g
同心円ギャップ断面積 : a_g
オリフィス流速 : U_o
オリフィス総断面積 : a_o
※ピストン位置により変化

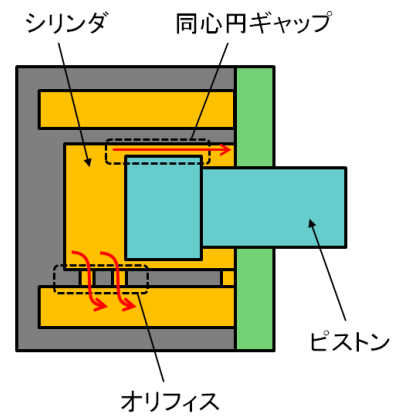


図 3-4-52
オイルダンパコンポーネントの制動力計算フロー

図 3-4-53
オイルダンパの断面図

【AMESim 機構解析モデル】

(図 3-4-54) に、これまで解説した力学モデル、電磁気学モデル、油圧モデルを組み合わせて構築した AMESim 機構解析モデルを示す。

開路動作および閉路動作の機構解析を行う際は、力学モデルに初期パラメータ（初期位置やばね長）を設定し、対象動作の駆動電源サイリスタを ON するよう設定する。サイリスタを ON すると電磁気学モデルの駆動電源が対象動作の負荷へ電力を供給し、駆動力が発生して力学モデルの可動部が動作する。その後、可動部がオイルダンパピストンと衝突することで、油圧モデルのオイルダンパが制動力を発生させ、動作停止する。

これらシステムの応答は、AMESim が初期条件を基に時間積分を行うことで計算される。

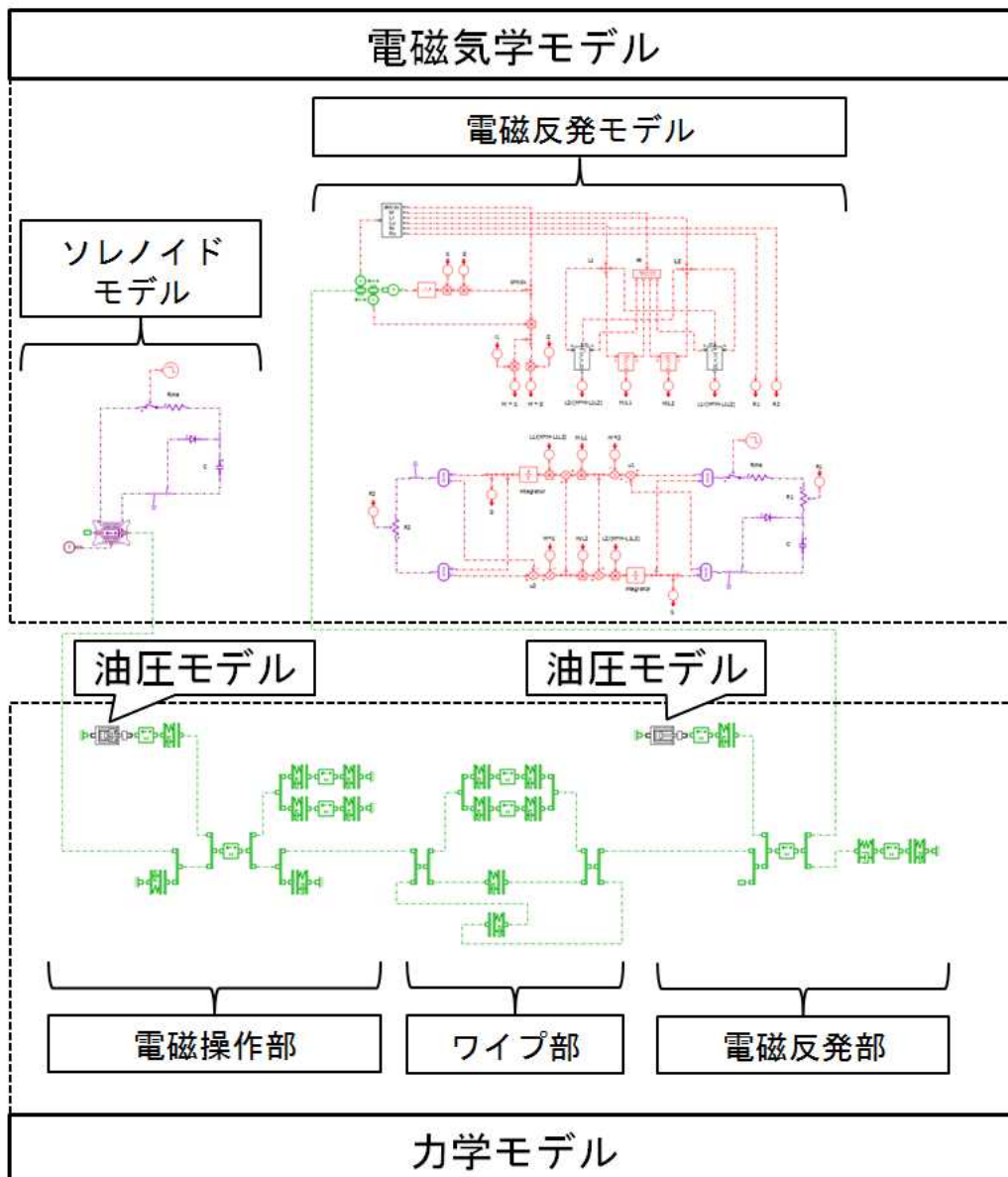


図 3-4-54 AMESim 機構解析モデル

【機構解析結果（開路動作）】

開路動作の解析結果を（図 3-4-55）に示す。（図 3-4-55）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流、電磁反発力を示している。ストロークは全移動量で正規化している。サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、同時に電磁反発力が発生する。電磁反発コイル電流のピーク値は 5.8kA となり、電磁反発力のピーク値は 74.7kN となった。一方、電磁反発コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 50%動作するまでの時間は 1.7ms となった。また真空バルブの可動接触子と一体となっている電磁反発可動部は、開路動作の途中で大きく跳ねることなく動作していることを確認した。

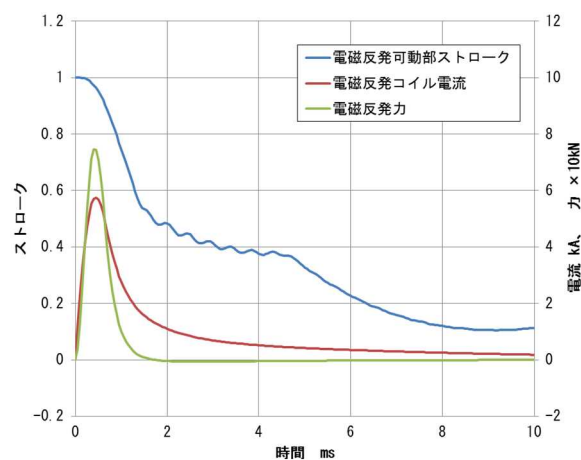


図 3-4-55 機構解析結果（開路動作）

【機構解析結果（閉路動作）】

閉路動作の解析結果を（図 3-4-56）に示す。（図 3-4-56）は電磁反発可動部のストロークと、閉路コイルの電流、磁気吸引力を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から閉路コイルに電流が流れ、磁気吸引力が増大する。閉路コイル電流のピーク値は 19.2A となった。

一方、閉路コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 100%動作し接触子が閉じるまでの閉路時間は 65.6ms となった。

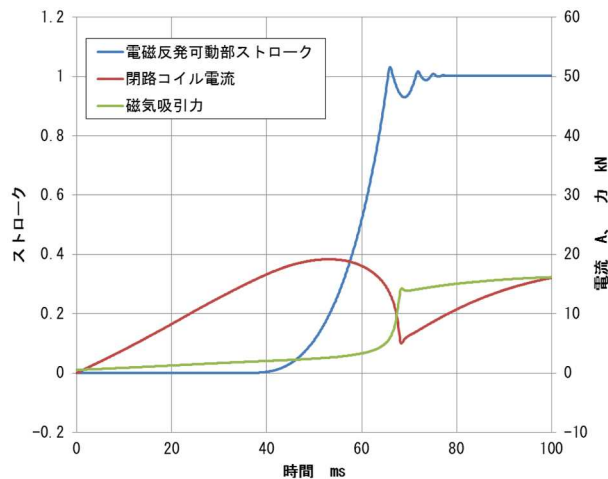


図 3-4-56 機構解析結果（閉路動作）

(4) 遮断部の操作試験

操作機構の機構解析結果を基に設計を行い、遮断部を製作した。遮断部は駆動電源と接続して開路動作および閉路動作の操作試験を実施し、機械的特性を確認した。

遮断部の操作試験概観を（図 3-4-57）に示す。電磁反発可動部の動作（ストローク）は直線変位センサ（緑測器、LP-20F）によって、操作機構部と接点部とを接続する部分で測定した。また開路動作の電磁反発コイルの電流測定には、駆動電源部の CT（Pearson、MODEL1423）を、閉路動作の閉路コイルの電流測定には、クランプ式 CT（HIOKI、3284）を使用した。各測定センサをオシロスコープと接続し、サンプリング周波数は開路動作は 20kHz、閉路動作は 10kHz で測定を行った。



図 3-4-57 遮断部の操作試験概観

【操作試験結果（開路動作）】

開路動作の操作試験結果を（図 3-4-58）に示す。（図 3-4-58）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流を示している。ストロークは全移動

量で正規化している。サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、電磁反発可動部が動作開始している。電磁反発コイル電流のピーク値は 5.6kA となり、解析結果 5.8kA に対してほぼ一致した。一方、電磁反発コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 50%動作するまでの応答時間は 1.65ms となり、解析結果 1.70ms とほぼ一致している。試験結果でも、真空バルブの可動接触子と一体となっている電磁反発可動部は、開路動作の途中で大きく跳ねることなく動作していることを確認した。

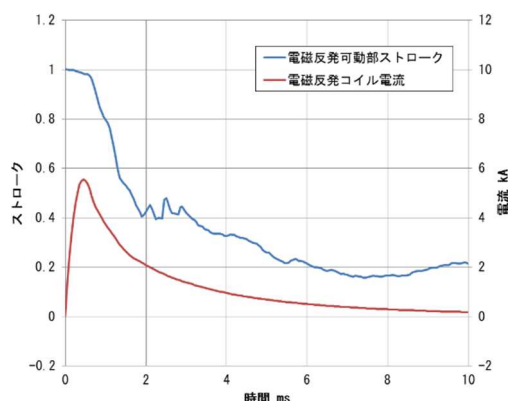


図 3-4-58 操作試験結果（開路動作）

【操作試験結果（閉路動作）】

閉路動作の操作試験結果を（図 3-4-59）に示す。（図 3-4-59）は電磁反発可動部のストロークと、閉路コイルの電流を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から閉路コイルに電流が流れる。閉路動作完了までの閉路コイル電流のピーク値は 16.3A となり、解析結果 19.2A の 85%程度となった。

一方、閉路コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 100%動作し接触子が閉じるまでの閉路時間は 62.5ms となり、解析結果 65.6ms に対して誤差 5%以内となった。

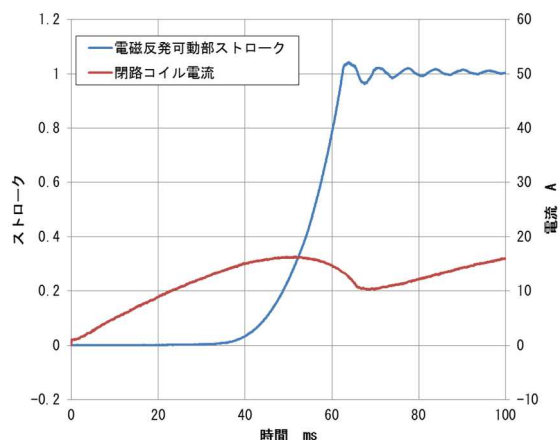


図 3-4-59 遮断部の操作試験概観

(5) 遮断部と駆動電源の耐電圧試験

遮断部では駆動電源を用いて電磁反発機構による開閉操作を行う。この駆動電源は大地（接地電位）には設置されず直流電圧が常時印加された状態で動作する。他方、遮断部の開極動作にて TIV が発生した際、或いは地絡事故などの高周波サージが発生した際でも正常に開閉操作が行える必要がある。そこで本項では、駆動電源に直流電圧および雷インパルス電圧を印加した際でも、駆動電源の内部に入り込む高周波サージに影響されることなく正常に開閉動作することを確認した。

(図 3-4-60) に駆動電源の耐電圧試験回路を示す。駆動電源は金属架台の上に設置することから、駆動電源と金属架台は同電位となる。この状態で直流電圧±80kV、および雷インパルス電圧±120kV を金属架台および駆動電源に印加するよう電気配線した。

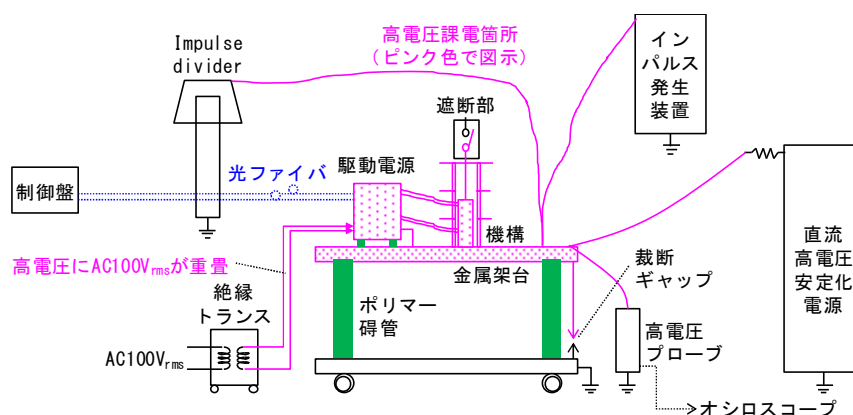


図 3-4-60 遮断部の操作試験概観

試験条件 (i) ~ (iii) を下記に示す。

(i) 直流

- ・ 開閉操作の機械遮断部は初期状態で「閉」としておく。
- ・ 直流電圧を±80kV まで昇圧した状態で機械遮断部を「閉」から「開」→「閉」→「開」→「閉」・・・と計 10 回動作させる。

(ii) 雷 (全波)

- ・ 開閉操作の遮断部は初期状態で「閉」としておく。
- ・ 雷インパルス電圧±120kV を 1 ショット印加したごとに遮断部を「閉」から「開」→「閉」と動作させる。雷インパルス電圧±120kV は正負各 10 ショット印加する。

(iii) 雷 (裁断波)

- ・ 開閉操作の遮断部は初期状態で「閉」としておく。
- ・ 予め金属架台から対地方向へ金属線を鉛直方向に垂らすことで裁断ギャップを形成し、雷インパルス電圧±120kV でフラッシュオーバーするよう調整しておく。
- ・ 雷インパルス電圧±120kV を 1 ショット印加・フラッシュオーバーしたごとに遮断部を「閉」から「開」→「閉」と動作させる。雷インパルス電圧±120kV は計 10 ショット印加する。

試験条件 (i) ~ (iii) の試験結果を下記に示す。

(i) 直流 . . . (図 3-4-61)

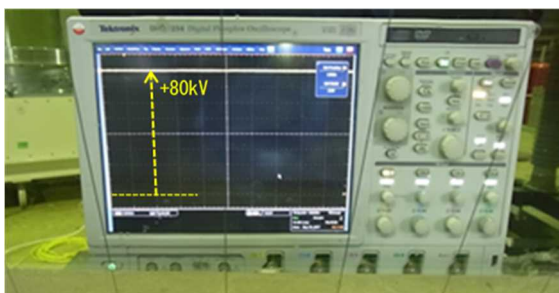
- +80kV 常時印加, 「開」→「閉」→..., 計 10 回 ⇒ 誤動作なし
- 80kV 常時印加, 「開」→「閉」→..., 計 10 回 ⇒ 誤動作なし

(ii) 雷 (全波) . . . (図 3-4-62)

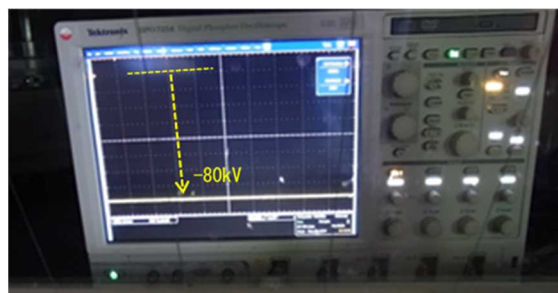
- +120kV 1 ショット印加→「開」→「閉」, 計 10 ショット ⇒ 誤動作なし
- 120kV 1 ショット印加→「開」→「閉」, 計 10 ショット ⇒ 誤動作なし

(iii) 雷 (裁断波) . . . (図 3-4-63)

- +120kV 1 ショット F0→「開」→「閉」, 計 10 ショット ⇒ 誤動作なし
- 120kV 1 ショット F0→「開」→「閉」, 計 10 ショット ⇒ 誤動作なし

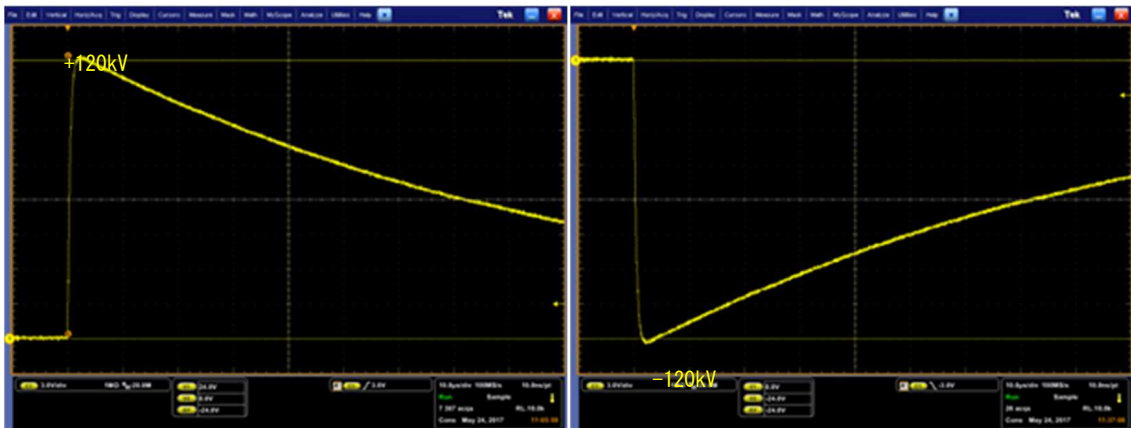


(a) 正極性+80kV



(b) 負極性-80kV

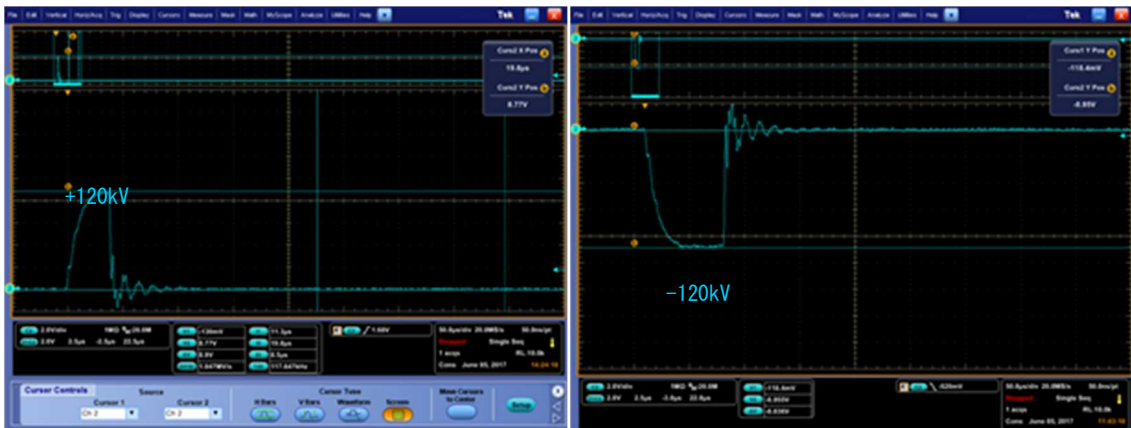
図 3-4-61 直流の代表的な印加波形



(a) 正極性+120kV

(b) 負極性-120kV

図 3-4-62 雷インパルス（全波）の代表的な印加波形



(a) 正極性+120kV

(b) 負極性-120kV

図 3-4-63 雷インパルス（裁断波）の代表的な印加波形

遮断部用駆動電源の耐電圧試験を行った結果、直流 $\pm 80\text{kV}$ 、雷（全波） $\pm 120\text{kV}$ 、および雷（裁断波） $\pm 120\text{kV}$ のすべての条件において駆動電源の内部に入り込む高周波サージに影響されることなく正常に開閉動作することを確認した。

(6) 絶縁操作ロッドの開発

接点部と操作機構の間には、電氣的に両者を絶縁する絶縁物が必要である。通常、開閉装置ではガラス等の強化繊維を樹脂で固めた絶縁操作ロッドが使用される。ただし、今回の開発では高応答性が求められるため、軽量でかつ高強度の性能が求められる。そこで、同程度の操作力を伝達する碍子形 550kV ガス遮断器用絶縁操作ロッド（破断荷重 200kN 以上）をベースに開発することにした。その試作品を（図 3-4-64）に示す。両端の金具はアルミ製であり、絶縁物はアラミド繊維をエポキシ樹脂で固めたものである。

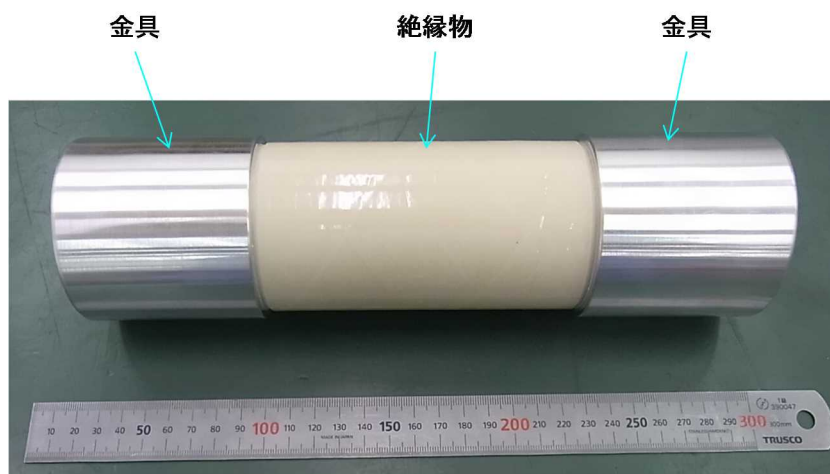


図 3-4-64 絶縁操作ロッドの試作品

この絶縁操作ロッドの強度を評価するために、疲労強度試験を実施した。（図 3-4-65）に疲労強度試験状況写真を示す。また、（表 3-4-7）に疲労強度試験条件を示す。試験温度は使用条件を加味して+70°Cで実施するべきであるが、碍子形 550kV ガス遮断器用絶縁操作ロッドの疲労試験にて特に影響がないことが分かっているため、室温で試験を実施することにした。疲労試験機の制御方法は両振り荷重制御とし、繰返し数は 5000 回とした。ベンチマーク対象である ABB 社の直流遮断器用高速断路器では、機械的耐久性は参考文献^[3]の中で 2000 回としており、その 2 倍以上の耐久性を保証するため、今回の疲労強度試験では 5000 回に耐えることを目標とした。試験で設定した荷重は、操作試験結果から±80kN とした。繰返し速度は絶縁物部からの発熱が無く、疲労試験機が問題なく制御できるように 1Hz に設定した。また、疲労強度試験前と 5000 回後で、絶縁操作ロッドの両端金具間の内寸法（122mm）をノギスで測定し、荷重による伸びが無いか確認した。

（図 3-4-66）に疲労試験機のコントローラ画面を示す。画面には繰返し回数と負荷荷重および変位の関係を示すグラフと時刻歴の荷重波形および変位波形が示されている。

（表 3-4-8）に疲労強度試験結果を示す。両端金具間の寸法は、試験前後とも 122.26mm であり、金具と絶縁物の接着部剥離や絶縁物の変形による伸びは無かったといえる。

(図 3-4-67) に疲労強度試験後のカラーチェック結果写真を示す。金具と絶縁物の境界に赤いにじみ等が観察されなかったため、クラックが入っていないことを確認した。

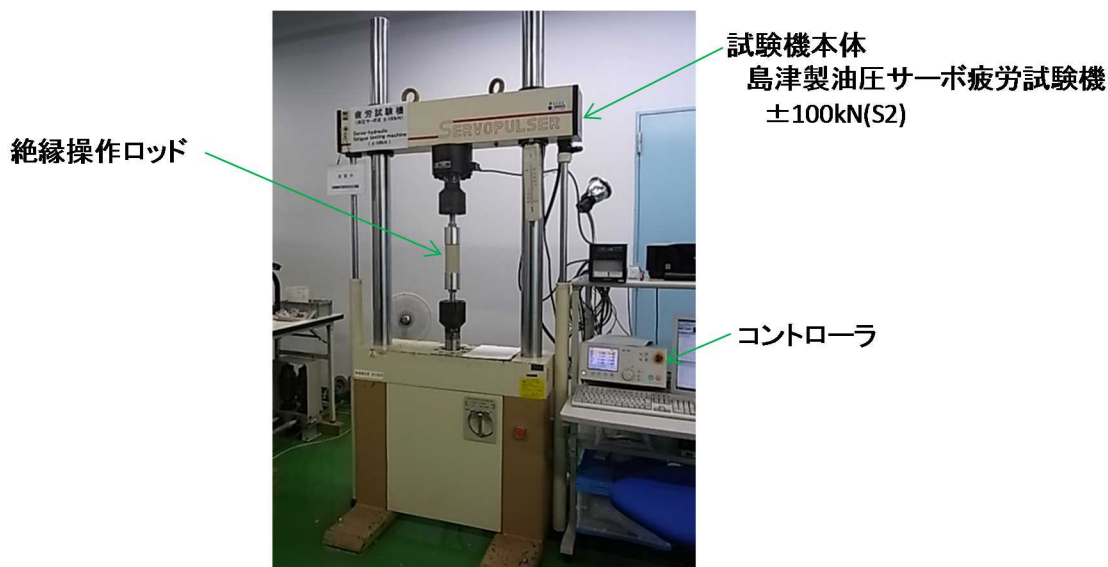


図 3-4-65 疲労強度試験状況写真

表 3-4-7 疲労強度試験条件

項目	条件内容
試験温度	室温
試験雰囲気	大気中
制御方法	両振り荷重制御
繰返し数	5000回
負荷設定法	荷重振幅: $\pm 80\text{kN}$
繰返し速度	1Hz

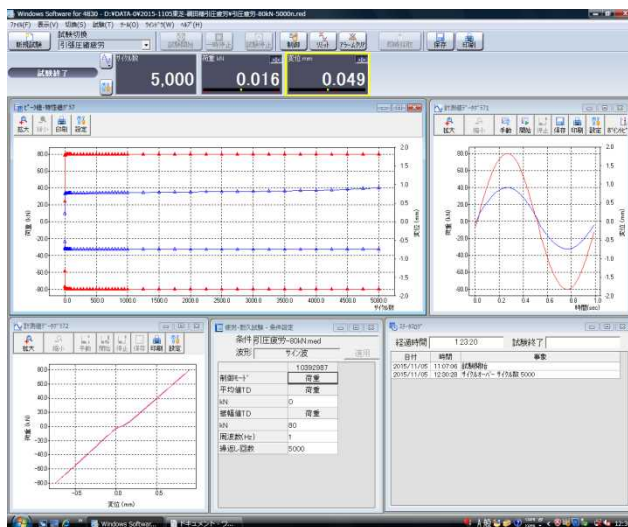


図 3-4-66 疲労試験機のコントローラ画面

表 3-4-8 疲労強度試験結果

試験片符号	試験温度 (°C)	周波数 (Hz)	試験荷重 (kN)		試験片長さ (mm)		繰返し回数 N f (cycles)	備 考
			Pmax	Pmin	試験前	試験後		
TP-1	26	1.0	80	-80	122.26	122.26	5,000	外観に変化なし
備 考	※ RT=25~26°C							
備 考	※ 試験片長さの測定；90° 毎の4方位の平均値							
備 考	※使用測定器；ミトヨ CD-S15CT形/ギス；I I C識別No.11012							



(a) 上部金具部



(b) 上部金具部

図 3-4-67 絶縁操作ロッドのカラーチェック写真

以上の疲労強度試験から、±80kNの荷重を絶縁操作ロッドに5000回負荷し、金具および絶縁物に外観上の変化（白比や変形など）は観察されなかった。また、試験前後での寸法測定でも変化は見られなかったことから、開発した絶縁操作ロッドは十分な強度を有することが分かった。

遮断部および断路部は交流遮断器と比較して約1/10の開極時間で接点部を高速に動作させる必要があるため、操作機構の高出力化とともに接点部（可動部側）質量の軽量化が求められる。操作機構の主要部品である絶縁操作ロッドにおいては、操作機構の高出力化に耐えられる機械的強度に加えて運転時の直流電圧に対する電気的性能も要求される。そこで本項では、絶縁操作ロッドを試作し直流電圧における耐電圧性能を評価した。

(図 3-4-68) に絶縁操作ロッドの直流耐電圧性能を検証する試験フロー図を示す。直流遮断器の極間開閉操作用として使用する絶縁操作ロッドの検証であるため、開閉操作を模擬した疲労試験の前後で直流耐電圧試験を実施することで耐電圧性能を評価した。

最初に健全性確認のため交流部分放電試験を実施した。電圧の印加は 20kV_{rms} から $10\text{kV}_{\text{rms}}-1$ 分ステップで昇圧し、避雷器の制限電圧 $130\text{kVp}=92\text{kV}_{\text{rms}}$ まで交流電圧を昇圧し、電圧印加中の部分放電の有無を観測した。部分放電試験におけるバックグラウンドノイズレベルは 0.4pC であり、 $130\text{kVp}=92\text{kV}_{\text{rms}}$ まで部分放電は観測されない(ノイズレベル以下である)ことを確認している。次に絶縁操作ロッドを 80°C の乾燥炉に24時間封入した後、試験電圧(=定格電圧 80kV)を直流耐電圧試験として印加した。これは並列に接続されている避雷器の制限電圧が 130kV であり、また絶縁操作ロッドにかかる電圧は避雷器で抑制されて長時間 1.5pu ($120\text{kV}=1.5\times 80\text{kV}$) の直流電圧が印加されることがないことから設定した。また直流電圧の印加時間は10時間とした。これは供試絶縁操作ロッドの漏れ電流の温度特性調査結果から、時間経過により漏れ電流がほぼ一定となるまでの時間が10時間程度である(温度 $20\sim 30^{\circ}\text{C}$) ことから設定した。

(図 3-4-69) は両端シールド電極を接続した絶縁操作ロッドの写真である。(図 3-4-70) に両端にシールド電極を接続した絶縁操作ロッドの寸法図を示す。(図 3-4-70) に示すシールド電極付き絶縁操作ロッドを試験タンク内にセッティングし、 SF_6 ガスを 0.45MPa-abs まで封入して交流部分放電試験または直流耐電圧試験を実施した。

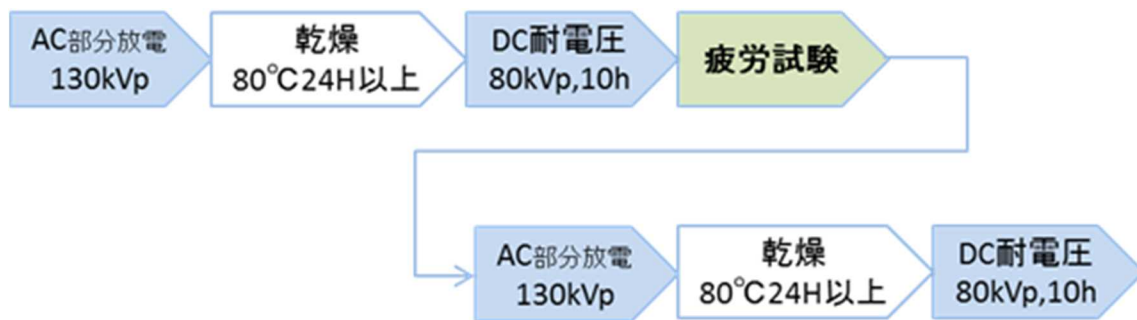


図 3-4-68 絶縁操作ロッドの直流耐電圧性能検証試験フロー図

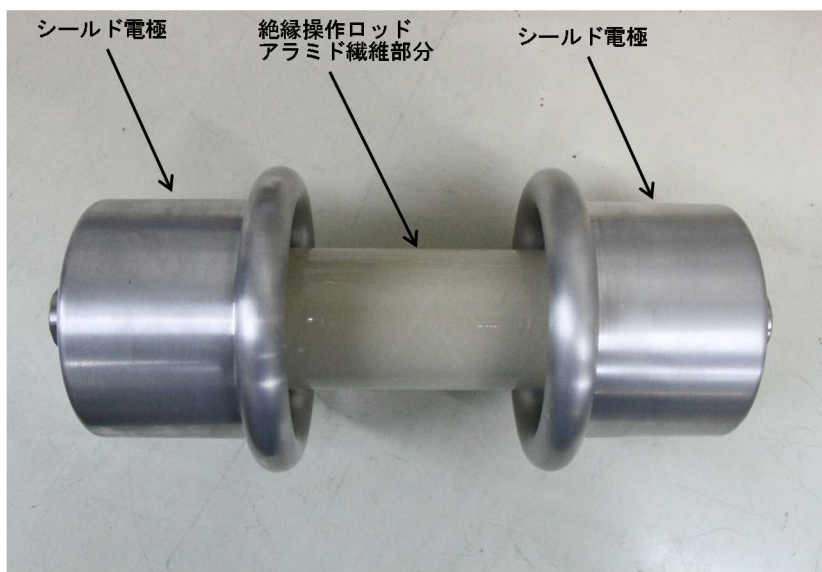


図 3-4-69 両端シールド電極を接続した絶縁操作ロッドの写真

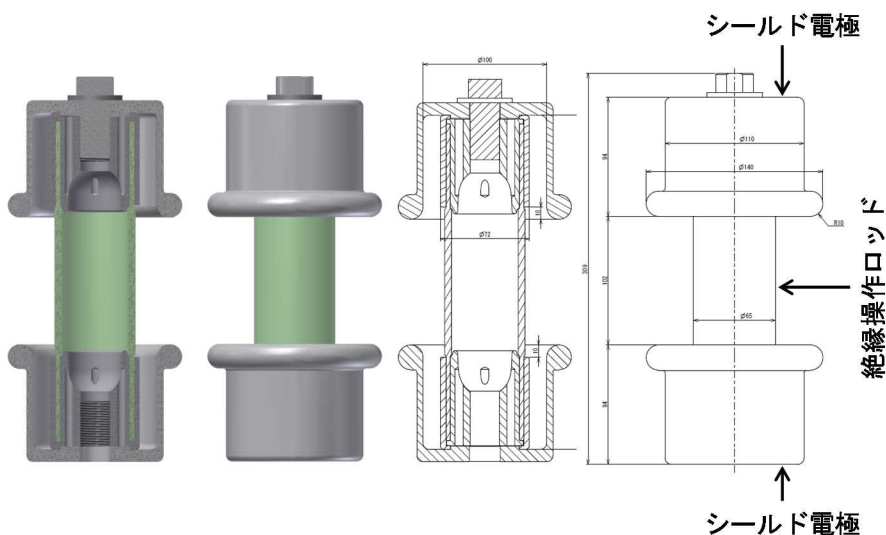
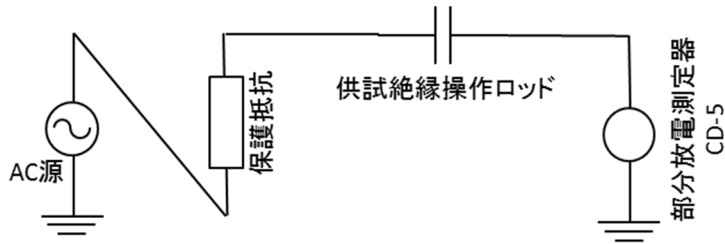


図 3-4-70 両端シールド電極を接続した絶縁操作ロッドの寸法図

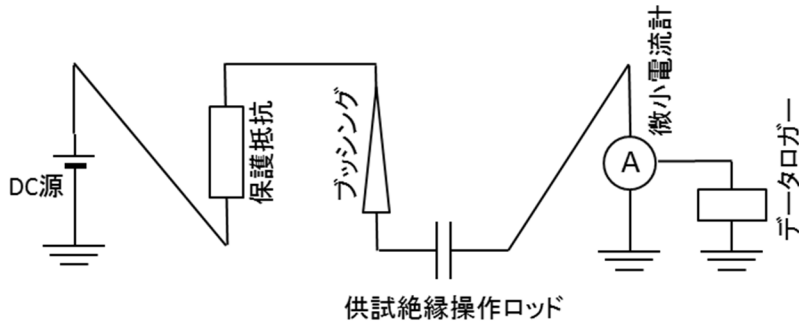
(図 3-4-71) (a) は交流部分放電試験の回路図、(b) は直流耐電圧試験の回路図である。健全性確認のため (a) に示す試験回路にて交流部分放電試験を実施した。また直流耐電圧試験は (b) の試験回路にて実施した。絶縁操作ロッドは繊維方向がロッドの軸方向と一致するため、疲労試験で欠陥が生じたときに漏れ電流が増加する可能性がある。したがって供試絶縁操作ロッドの片側電極に微小電流計を接続して直流電圧印加中の漏れ電流を連続測定することとした。

参考までに (図 3-4-72) に両端シールド電極を接続した絶縁操作ロッドの等電位線図を示す。同図から、交流場と直流場では等電位線分布が異なることから絶縁操作ロッドにかかる電界ストレスも変わってくる。直流電圧印加時においては一般的に印加当初は交流場であるものの時間経過によりやがて直流場が変わってくる。そのため、直流場として認識され得る 10 時間程度 (漏れ電流がほぼ一定となるまでの

試験時間)が必要となる。

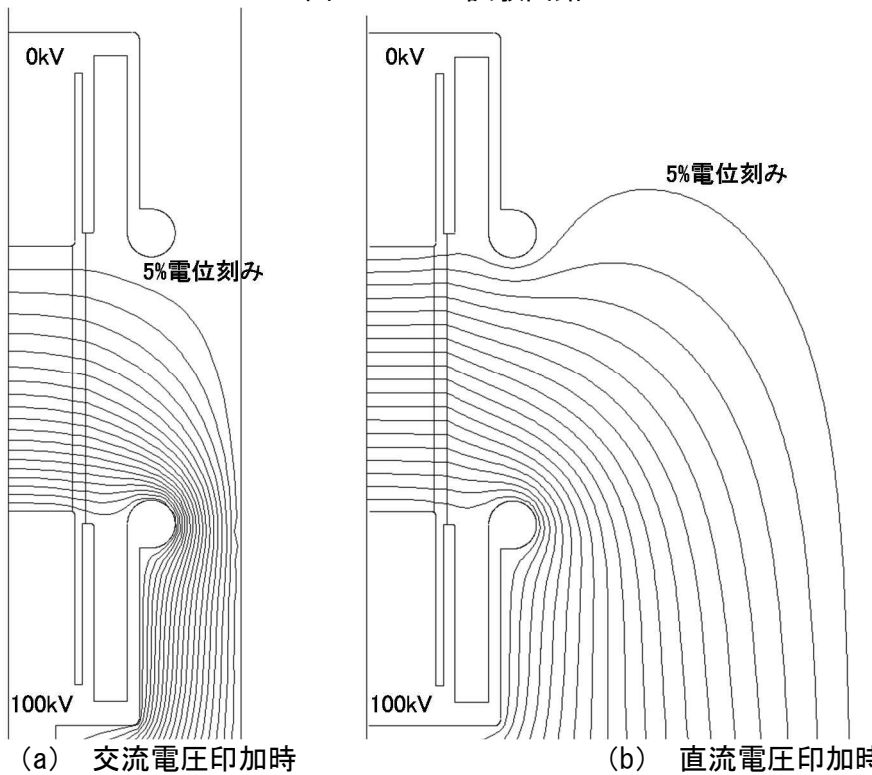


(a) 交流部分放電試験の回路図



(b) 直流耐電圧試験の回路図

図 3-4-71 試験回路



(a) 交流電圧印加時
(b) 直流電圧印加時
図 3-4-72 両端シールド電極を接続した絶縁操作ロッドの等電位線図

疲労試験前後において印加電圧 80kV、印加時間 10 時間 (ガス圧力 0.45MPa-abs)

の直流耐電圧試験を実施した。(図 3-4-73) に疲労試験前の直流電圧印加中の漏れ電流の経時変化を示す。また(図 3-4-74)には疲労試験後の直流電圧印加中の漏れ電流の経時変化を示す。(図 3-4-73) および(図 3-4-74) のどちらにおいても、直流電圧印加の初期に充電電流と思われる漏れ電流が観測され、印加後 200 分以降は漏れ電流値は微減するもののほぼ一定値となる傾向となった。この結果は、直流電圧印加当初は交流場であるものの時間経過によりやがて直流場になっていくことを実験的に示したものであると考えられる。最終的に、直流電圧 80kV を 10 時間印加した結果、疲労試験前後ともに絶縁破壊が発生しないことを確認した。

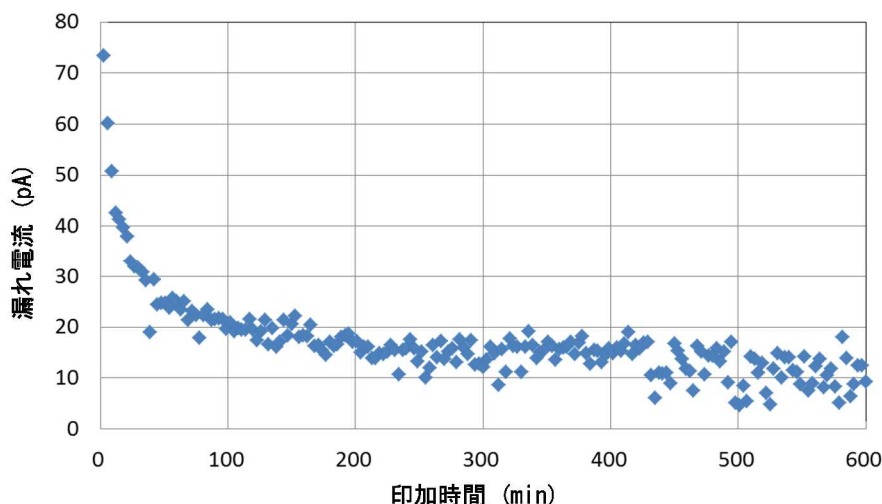


図 3-4-73 疲労試験前の直流電圧印加中の漏れ電流の経時変化

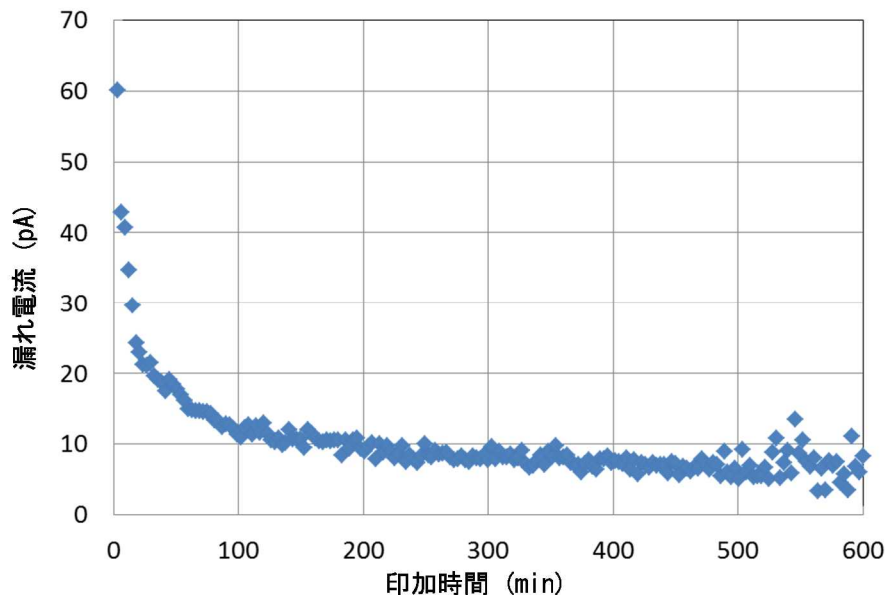


図 3-4-74 疲労試験後の直流電圧印加中の漏れ電流の経時変化

疲労試験前後において直流耐電圧試験を実施し、印加電圧 80kV・印加時間 10 時間において絶縁破壊の発生が無いことを確認した。

(7) 対向配置構造の操作試験

ハイブリッド直流遮断器は高電圧化のため、複数の遮断部及び断路部をカスケード接続し、対地から数十～数百 kV の浮遊電位にあるステージ上に設置することを想定している。ステージ上に設置した機械遮断部は、開路動作時に 70kN 以上の駆動力を可動部に与えるため、固定部にも同等の衝撃力が加わることが予想される。機械遮断部を設置するステージは、500kV クラスで 5m 以上の高さになり、かつ重心も高くなる。高さを抑えるために機械遮断部はステージ上に横置きするのが望ましいが、数 10kN 以上の横方向の衝撃力が加わると、ステージ全体が大きく振動してしまう。そこでステージ上に設置する機械遮断部は、操作機構どうしを対向して配置し、駆動時の衝撃力を相殺し合う構成を採用した。

遮断部の対向配置構造検証器を（図 3-4-75）に示す。接続板を介して二つの遮断部が対向配置で接続されている。駆動時の衝撃力を相殺しているか確認するため、接続板と床面との間にはロードセルを取り付けている。駆動時の衝撃力が接続板のみに負荷されるように、遮断部は駆動方向にスライド可能な摺動部を介して、床面に固定されている。

本試験における遮断部の駆動電源は、前記した駆動電源とは別のものを使用しているが、遮断部の駆動特性に違いは無い。浮遊電位ステージ上への設置を想定していない点異なるが、本試験においては問題ない。

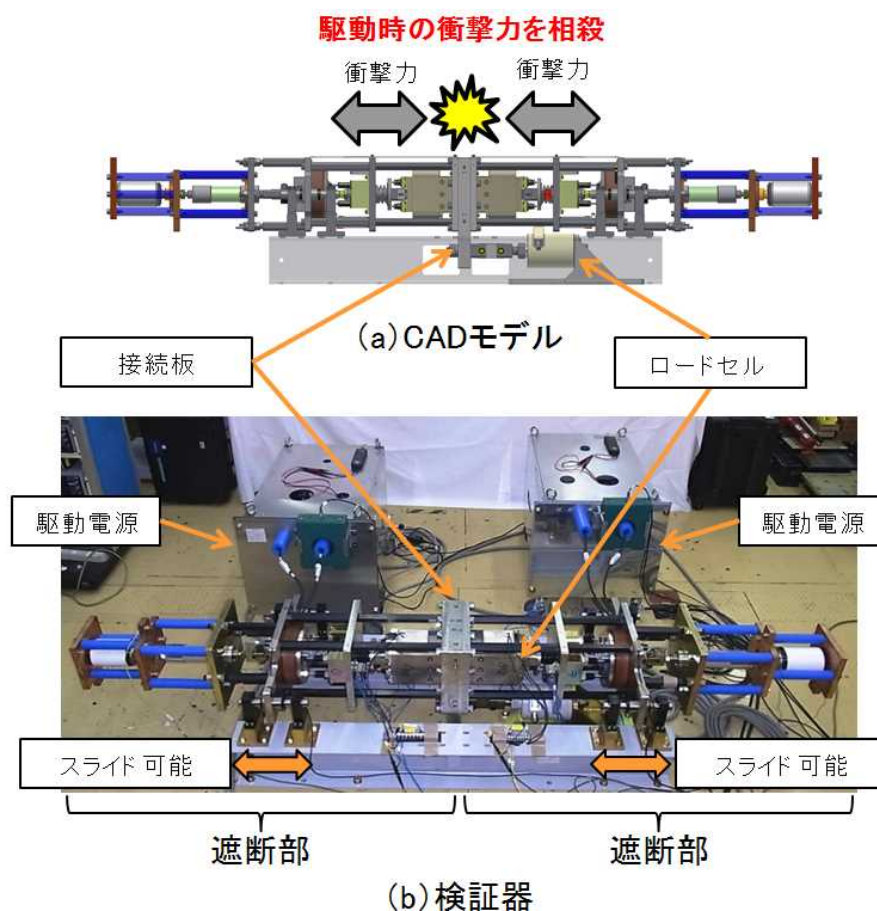


図 3-4-75 対向配置構造検証器

【操作試験結果（開路動作）】

開路動作の操作試験結果を（図 3-4-76）に示す。（図 3-4-76）は二つの遮断部における電磁反発可動部のストロークと、接続板に取り付けたロードセルの荷重を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

電磁反発力が発生して動作開始する 1ms 以前と、制動を開始する 4ms 以降において、ロードセル荷重は絶対値で最大 1.53kN となり、機構解析で求めた電磁反発力最大値 74.7kN に対して、大きく減少している。よってステージ上に設置する機械遮断部は（図 3-4-75）で示した対向配置構造とすることで、動作時にステージに負荷される衝撃力を大きく抑制可能であることを確認した。

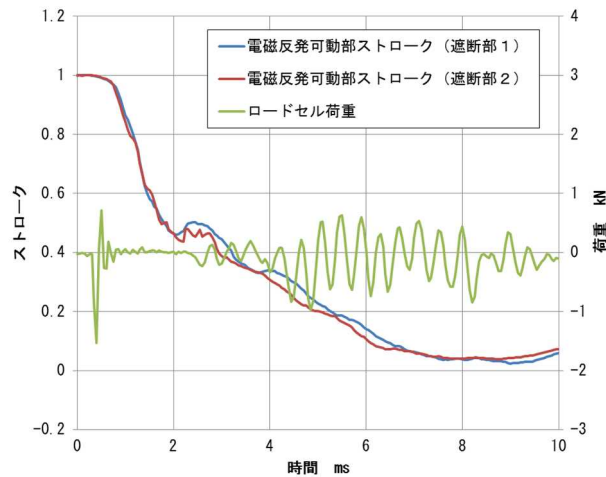


図 3-4-76 対向配置構造検証器の操作試験結果（開路動作）

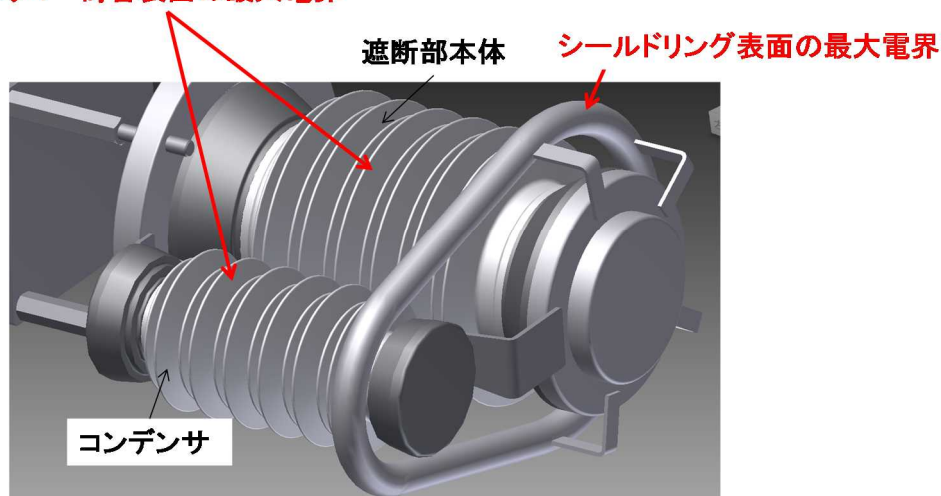
(ウ) 遮断部の電界解析

遮断部を高電圧化するにあたり、2 つの真空バルブを左右に並べて横置きしたものの（図 3-4-213 参照）を多段積みにして用いる。高電圧化を検討するための事前検討として、今回は遮断部を横置きにした 1 段分の構成での電界解析を実施した。今後、実際に高電圧化を行う際は多段段積みにした場合も検討する予定。なお、この遮断部は断路部にも流用可能である。そのため、断路部への流用を考慮し、印加電圧は DC80kV として解析を実施した。その条件でシールドリング表面及びポリマー碍管表面（図 3-4-77 (a) 参照）、真空バルブ内（図 3-4-77 (b) 参照）の最大電界が以下に述べる (i) ~ (iii) の仕様を満たすことを確認する。

下記仕様は一般的に送電用開閉装置で用いられている基準値である。

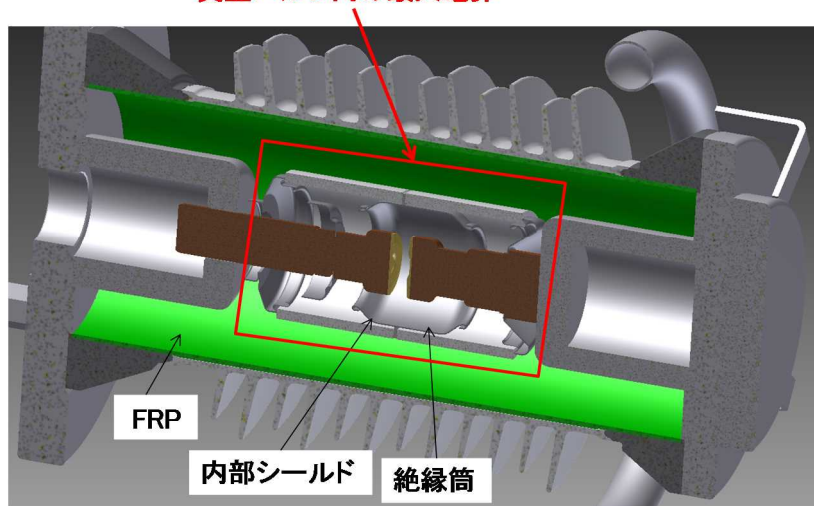
- (i) シールドリング表面の最大電界が 20kV/cm 以下となる事
- (ii) ポリマー碍管表面の最大電界が 20kV/cm 以下となる事
- (iii) 真空バルブ内の最大電界が 300kV/cm 以下となる事

ポリマー碍管表面の最大電界



(a) 表面電界評価箇所

真空バルブ内の最大電界



(b) 遮断部本体内の電界評価箇所（断面図）

図 3-4-77 電界評価箇所

解析ソフトには COMSOL Multiphysics 5.2 を使用。COMSOL における電界解析のソルバは Electric Currents (ec) を使用した。(図 3-4-78) に解析モデル及び解析空間を示す。計算時間短縮のため、機構部は形状を簡略化した。また、ステージと機構部間の支えや大地とステージ間の支持碍管についても今回電界を評価したい箇所とは関係がないため省略した。解析空間の底部には電位 0 の境界条件を与えた。(図 3-4-79) に電圧印加条件を示す。シールドの片側を DC80kV、反対側を電位 0 とし、中間の機構部及びステージには DC40kV を与えた。また、各部材には(表 3-4-9) に示す部材パラメータを設定した。また、(図 3-4-80) に示すように真空バルブ内の内部シールドに浮遊電位の境界条件を与えた。

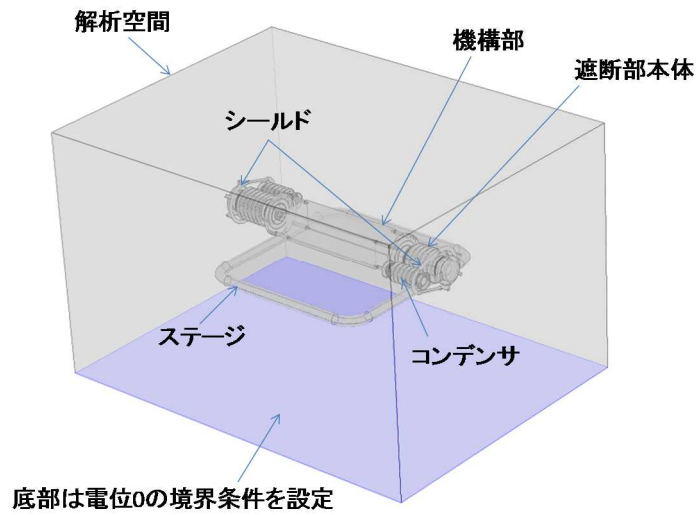


図 3-4-78 解析モデル及び解析空間

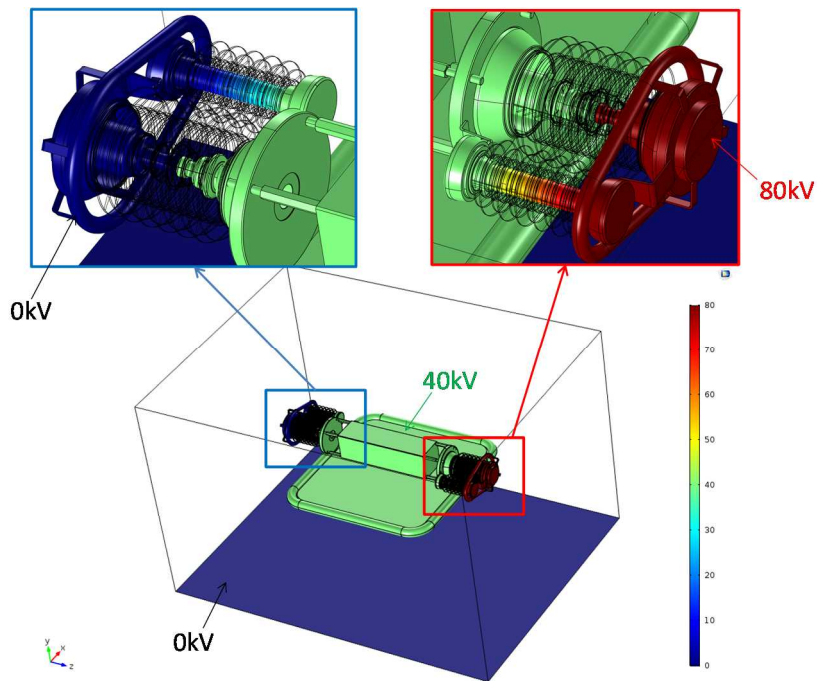


図 3-4-79 電圧印加条件

表 3-4-9 解析に使用した部材パラメータ

部材	導電率[S/m]	比誘電率
ポリマー碍管	1.E-12	3.1
FRP	1.E-11	5.5
絶縁筒	2.E-14	8.5
空気領域	1.E-20	1

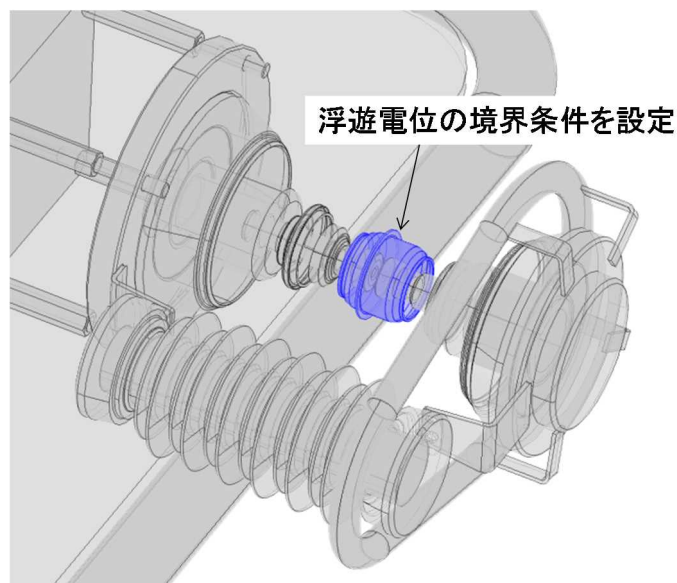


図 3-4-80 浮遊電位の境界条件

(図 3-4-81) に解析領域全体の Y-Z 断面における電界分布と対応する等電位線を、(図 3-4-82) にモデル表面の電界分布を示す。以下に、目的で述べた各箇所の電界値の評価結果を記載する。今回は電界値が高くなる高圧側 (DC80kV を印加した側) にのみ着目し評価を行った。

(i) シールドリング表面の最大電界

(図 3-4-83) にシールドリング表面の電界分布を示す。シールドリング表面の最大電界は 8.0kV/cm で基準値の 20kV/cm を下回る事を確認した。

(ii) 碍管表面最大電界

(図 3-4-84) にポリマー碍管表面の電界分布を示す。この分布より高圧側シールド側から 3 段目のひだ先で電界値が最大となっていることがわかった。ただし、この COMSOL で表示された電界分布は誘電体の内側と外側の電界値の平均をとった値である。しかし、評価すべきはポリマー碍管外側の気中の電界値であるので(図 3-4-85) に示すように電界値が最大となっているひだ先で断面を作成し、ポリマー碍管外側の電界値を評価することとした。(図 3-4-86) にその結果を示す。ポリマー碍管表面の最大電界値は遮断部本体側で 5.5kV/cm、コンデンサ側で 6.0kV/cm となり、いずれも基準値 20kV/cm を下回ることを確認した。

(iii) 真空バルブ内の最大電界

(図 3-4-87) に真空バルブ内の Y-Z 断面における電界分布と等電位線を示す。真空バルブ内の内部シールドと絶縁筒の間で電界が高くなっている。最大電界は 85.8kV/cm で基準値 300kV/cm を下回る事を確認した。

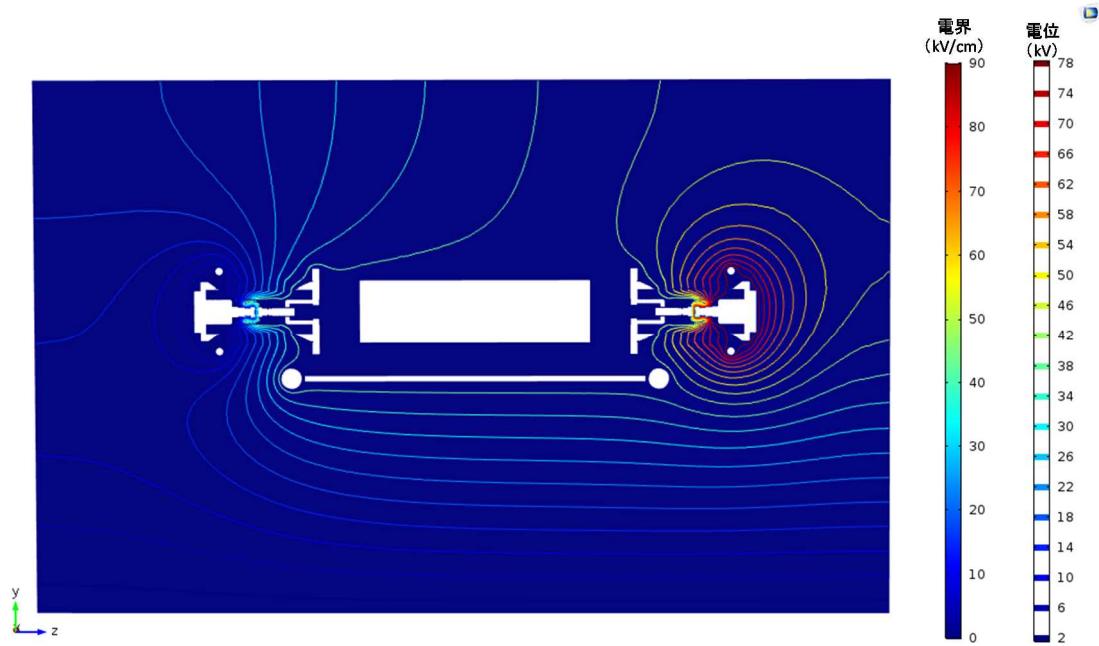


図 3-4-81 解析領域全体の Y-Z 断面における電界分布及び等電位線

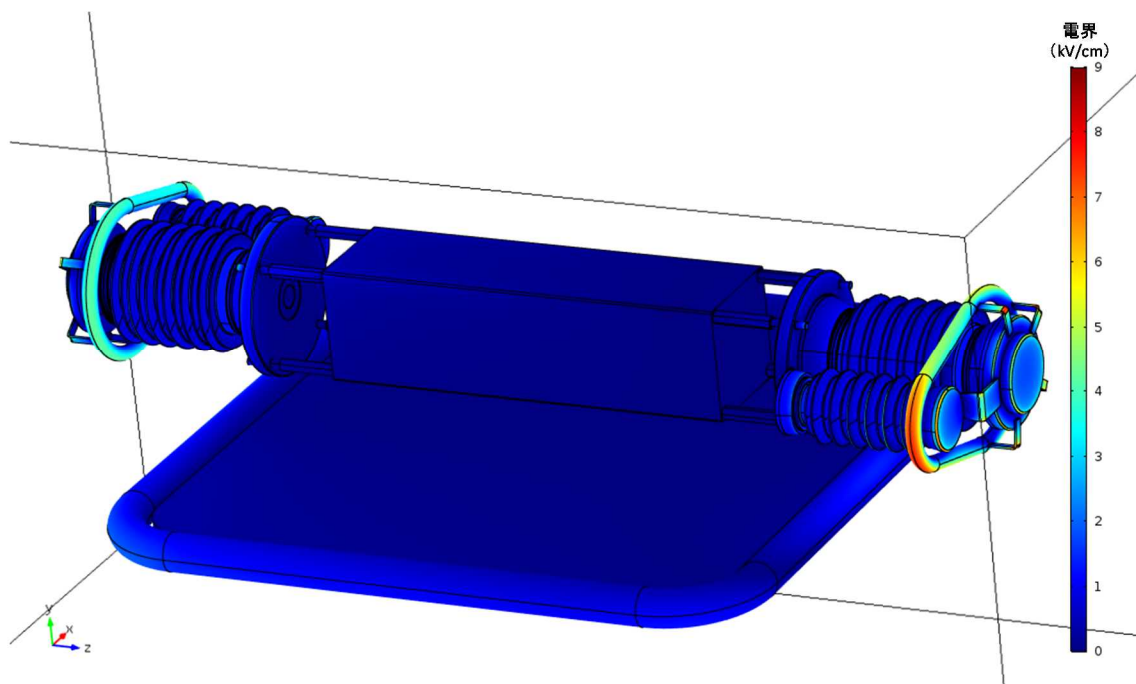


図 3-4-82 モデル表面の電界分布

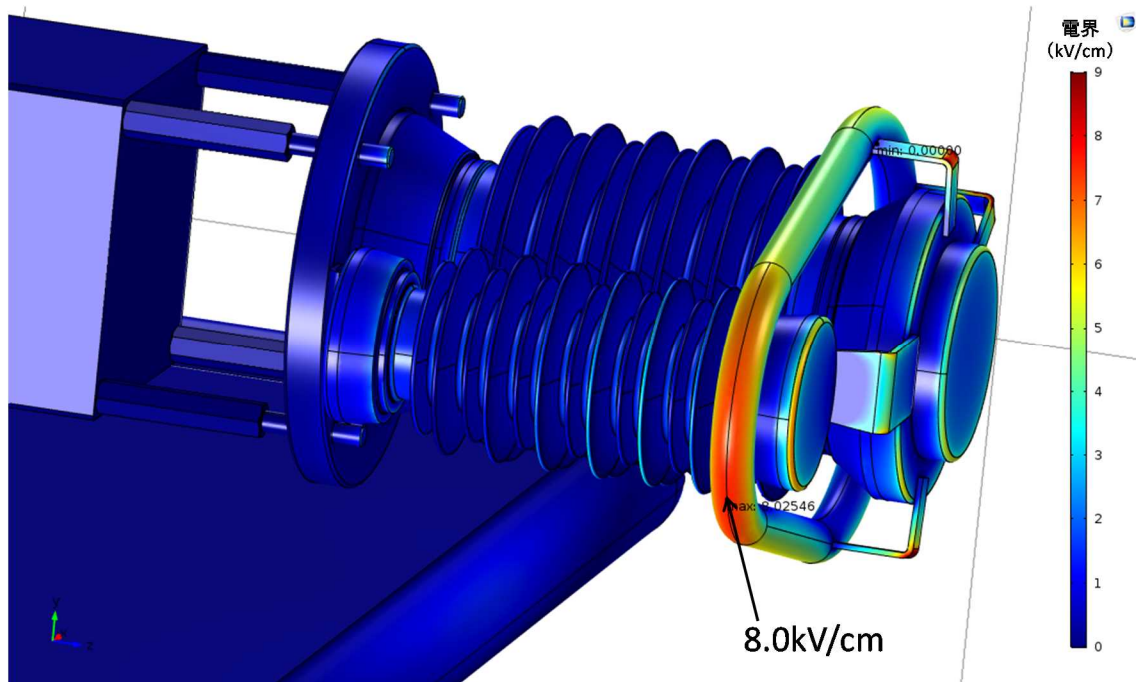
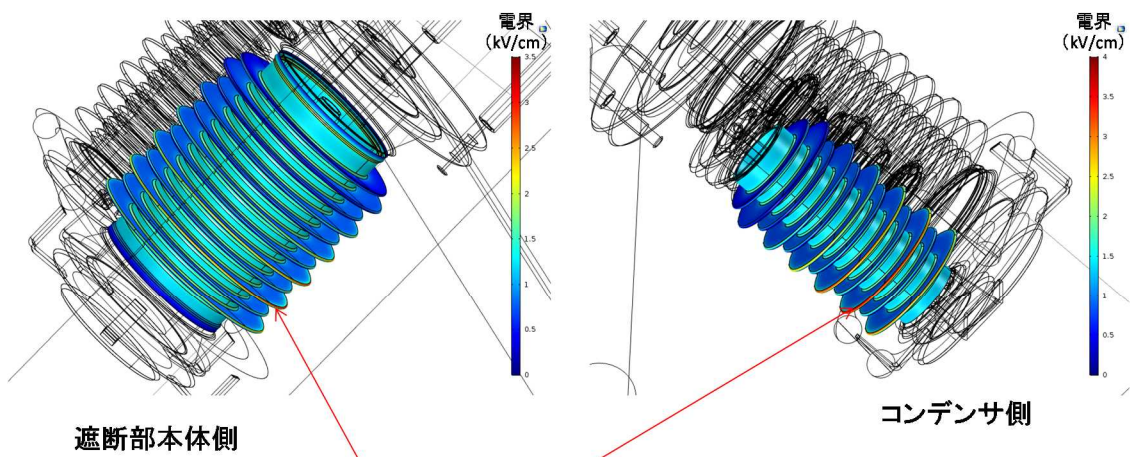


図 3-4-83 シールドリング表面の電界分布



高圧シールドから3番目が電界最大
 ※ただし、この図は誘電体内外の平均値が出力されている。

図 3-4-84 ポリマー碍管表面の電界分布

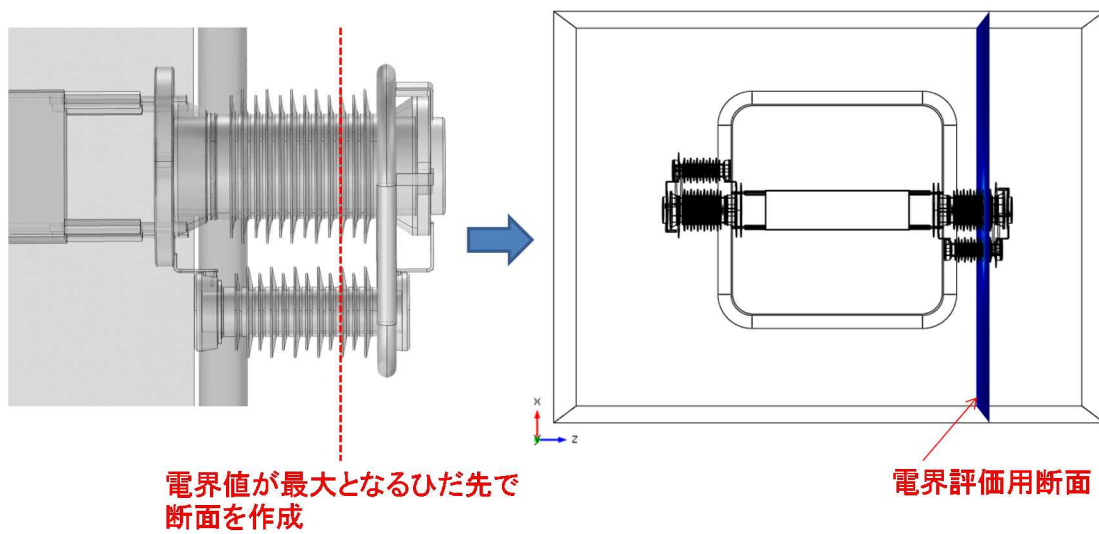


図 3-4-85 ポリマー碍管表面の電界評価用断面

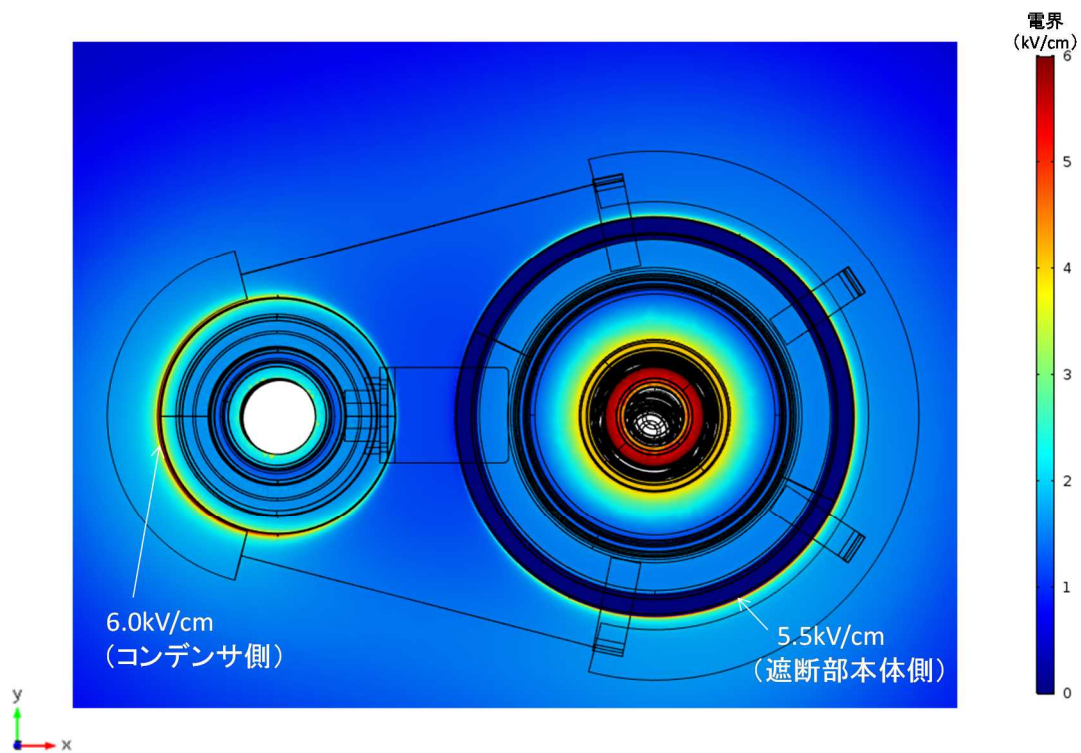


図 3-4-86 ポリマー碍管表面電界（気中側）評価結果

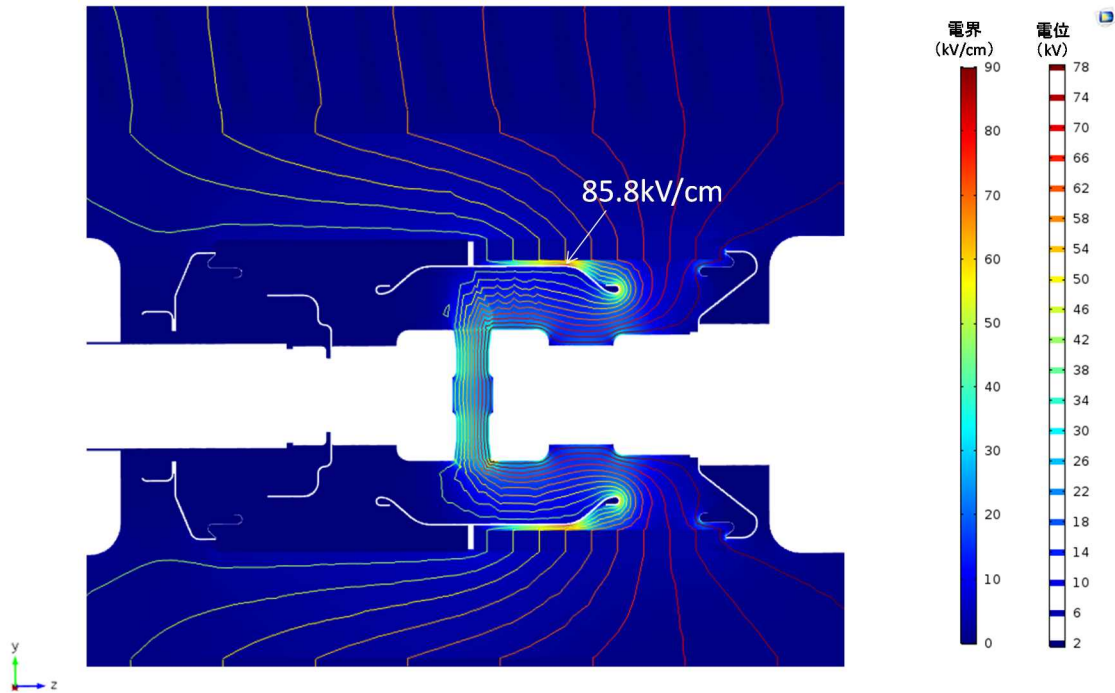


図 3-4-87 真空バルブ内の Y-Z 断面における電界分布及び等電位線

遮断部の電界解析を行った結果、シールドリング表面最大電界は 8.0kV/cm、ポリマー碍管表面最大電界は遮断部本体側で 5.5kV/cm、コンデンサ側で 6.0kV/cm となり、いずれも気中における電界基準値 20kV/cm を下回る事を確認した。また、真空バルブ内の最大電界は 85.8kV/cm で真空中の電界基準値 300kV/cm を下回る事を確認した。この結果より、電界的にはこの構成で問題なく断路部への流用も可能であることが確認できた。

参考文献

- [1] 竹内敏恵, 小山健一, 月間満 : 「等価回路モデルによる渦電流反発式高速遮断器の駆動解析」, 電気学会論文誌.B, 電力・エネルギー部門誌, 124 (6), pp. 859-865 (2004)
- [2] Tharwat H. Fawzi: "The Accurate Computation of Self and Mutual Inductances of Circular Coils", IEEE Trans. Power Apparatus and Syst., Vol.PAS-97, No. 2, pp. 464-468 (1978)
- [3] Per Skarby, "An Ultra-fast Disconnecting Switch for a Hybrid HVDC Breaker - A technical breakthrough", 2013 CIGRE Canada Conference, September 2013

(エ) 遮断部の信頼性向上と高電圧化

(1) 駆動電源の信頼性向上

事故遮断時や雷撃印加時に生じる急峻な電位変動は、操作機構部用駆動電源の主回路および操作端末に誘導サージを生じさせ、誤動作の原因となる。高電圧化に伴ってこの誘導サージは増加すると考えられる。ハイブリッド直流遮断器の組み合わせ遮断試験中に誘導サージによる機械遮断部の誤動作が生じると、機械遮断部接点の溶着や半導体遮断部を損傷する可能性がある。よって誘導サージに対する信頼性向上のため、(イ) (2) 章の駆動電源をベースに新たな駆動電源を製作した。信頼性向上型の駆動電源の主な仕様は、下記の通りである。

- ・ 開路動作： 定格出力電圧…数千V、ピーク電流…数kA
- ・ 閉路動作： 定格出力電圧…数千V、ピーク電流…数kA
- ・ 入力電圧： AC100V
- ・ 操作端末（駆動電源用）外部信号入力： DC100V
- ・ 操作端末（充放電制御ユニット用）操作： トグルスイッチ
- ・ インターロック回路： 操作機構部の開閉で状態が切り替わるリミットスイッチで判断

駆動電源の外観図を（図 3-4-88）に示す。駆動電源のシステム構成図を（図 3-4-89）に示す。信頼性向上型の駆動電源には、充放電制御ユニットが追加されている。充放電制御ユニットは接地電位部から光ファイバーを介してコンデンサユニットの充放電操作指令を受信し、開路用・閉路用コンデンサユニットの充放電状態をそれぞれ独立に制御する。開路動作時は閉路動作用のコンデンサユニットを放電状態にしておくことで、誘導サージによる誤閉路動作を防止でき、逆もまた可能である。

信頼性向上型の駆動電源は、開路動作および閉路動作の双方を電磁反発操作機構で駆動する機械遮断部操作機構を対象とする。よって閉路動作の定格値が(イ) (2) 章の駆動電源から増大している。それに伴い、(イ) (2) 章の駆動電源で使用していた IGBT はサイリスタに変更されている。またサイリスタ駆動用ゲート回路の素子群は、誘導サージに耐えるよう、定格電圧を向上させている。

さらに信頼性向上型の駆動電源は、対向配置構造とした二つの遮断部の操作機構を、一つの駆動電源で動作可能である。これは、駆動電源の電圧出力部に対して二つの操作機構の電磁反発コイルをそれぞれ直列接続することで実現する。本構成とすることで、二つの操作機構の駆動電流が同一となり、動作ばらつきを抑制することができる。また駆動電源のサイズおよびコストも抑制可能である。但し二つの操作機構を駆動するエネルギーを確保するため、コンデンサユニットの静電容量は数10%増やしてある。



図 3-4-88 駆動電源の外観図

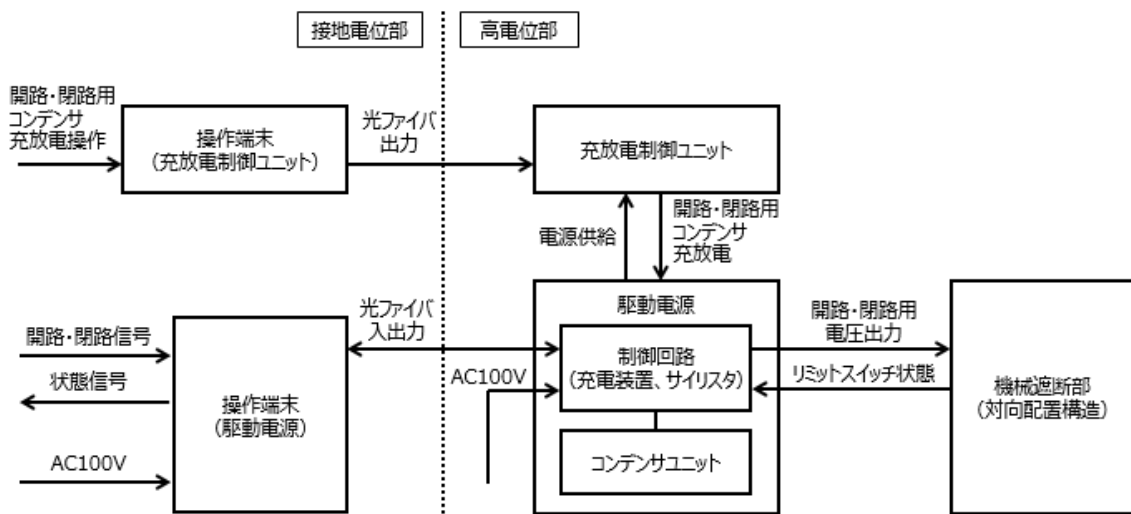


図 3-4-89 システム構成図 (信頼性向上型)

(2) 操作機構の連続操作試験

(図 3-4-90) に真空遮断部の操作試験状況を示す。真空遮断部は床に固定してあり、光学式変位計を用いて、接点①のストロークを測定した。(図 3-4-91) に開路動作の操作試験結果を示す。一つの駆動電源で二つの操作機構をを操作しているため、二つの接点は同時に動作していることがわかる。この時の開路平均速度は約

2.1m/sであった。(図 3-4-92) に閉路動作の操作試験を示す。二つの接点が開じるタイミングには、約 1.4ms のずれがあることが分かった。このずれは閉路用オイルダンパの制動特性の影響と推定される。ただし、今回の連続操作試験では各部の耐久性を検証するのが主目的であるため、このずれは許容するものとして、試験を進めた。閉極平均速度は約 1.1m/s であった。

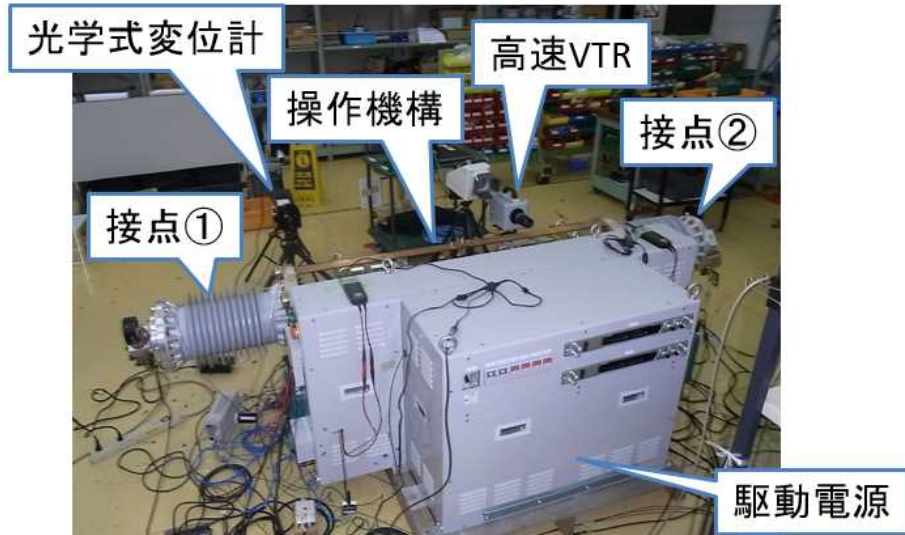


図 3-4-90 真空遮断部の操作試験状況

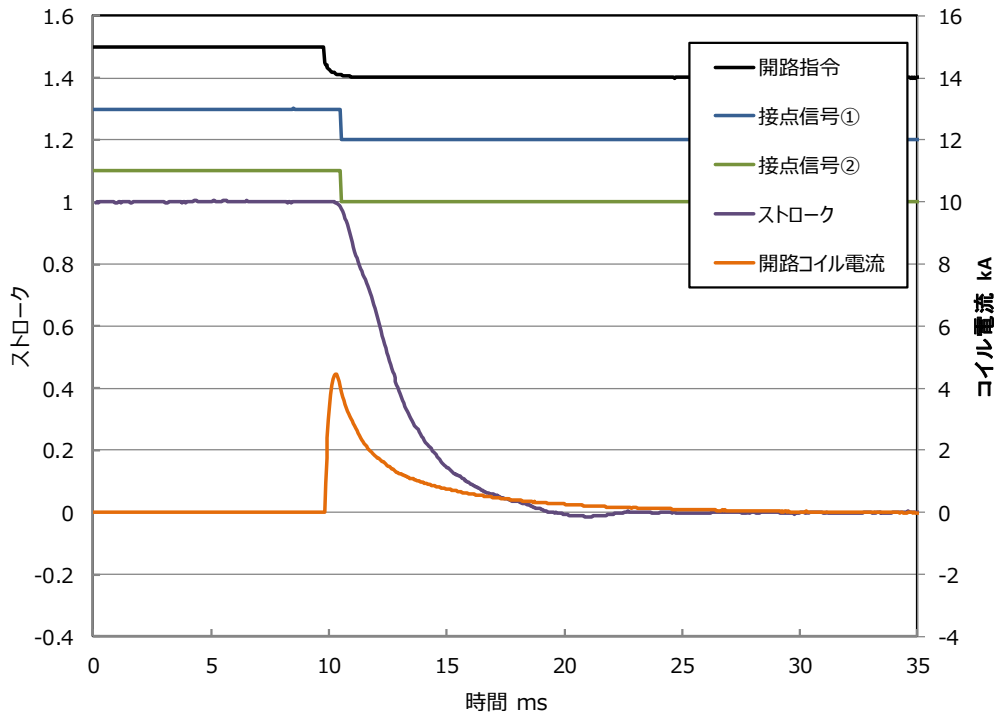


図 3-4-91 操作試験結果 (開路動作)

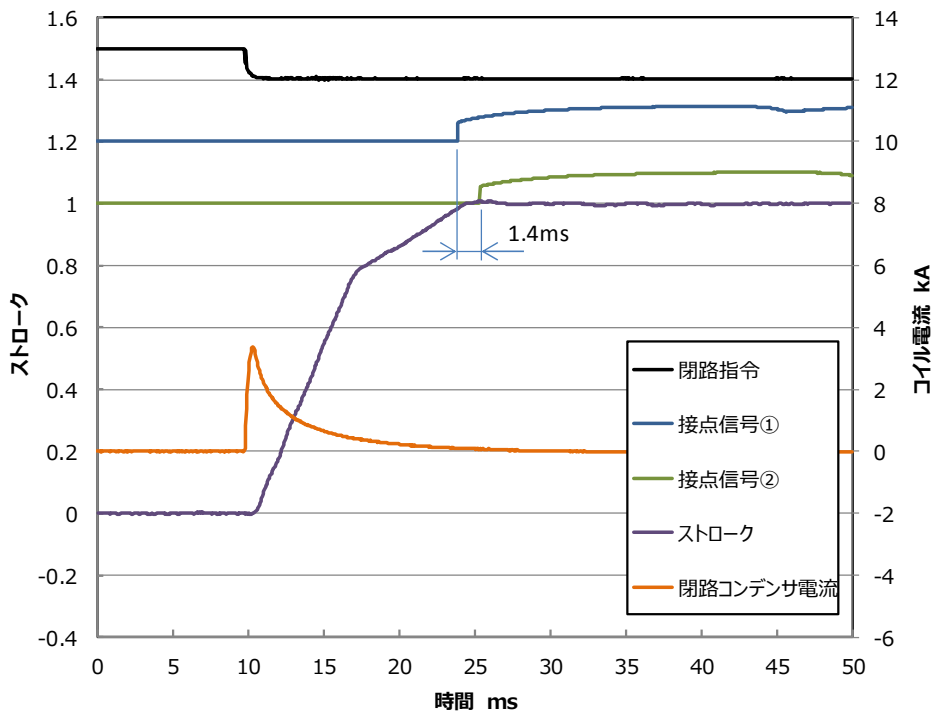


図 3-4-92 操作試験結果（閉路動作）

（図 3-4-93）に開路動作の連続操作試験結果を示す。横軸は操作回数であり、2000 回まで操作試験を実施した。接点①と②の開極時間（開路指令から接点が開くまで）をプロットしてあり、約 0.7ms を中心に安定して推移していることが分かった。また、接点①の開極平均速度もプロットしてあり、約 2.0～2.1m/s の間で安定して推移していることが分かった。

（図 3-4-94）に閉路動作の連続操作試験結果を示す。接点①と②の閉極時間（閉路指令から接点が閉じるまで）をプロットしてあり、それぞれ約 14.2ms と約 15.5ms を中心に安定して推移していることが分かった。また、接点①の閉極平均速度もプロットしてあり、約 1.1m/s を中心に安定して推移していることが分かった。

2000 回の連続操作試験後、操作機構の目視点検により、部品の破損・変形は観察されず、ネジ等の緩みも無かった。また、真空バルブを接点部から取り出し、真空による自閉力があつたため、真空が保たれていることが分かり、耐久性に問題ないことが確認された。

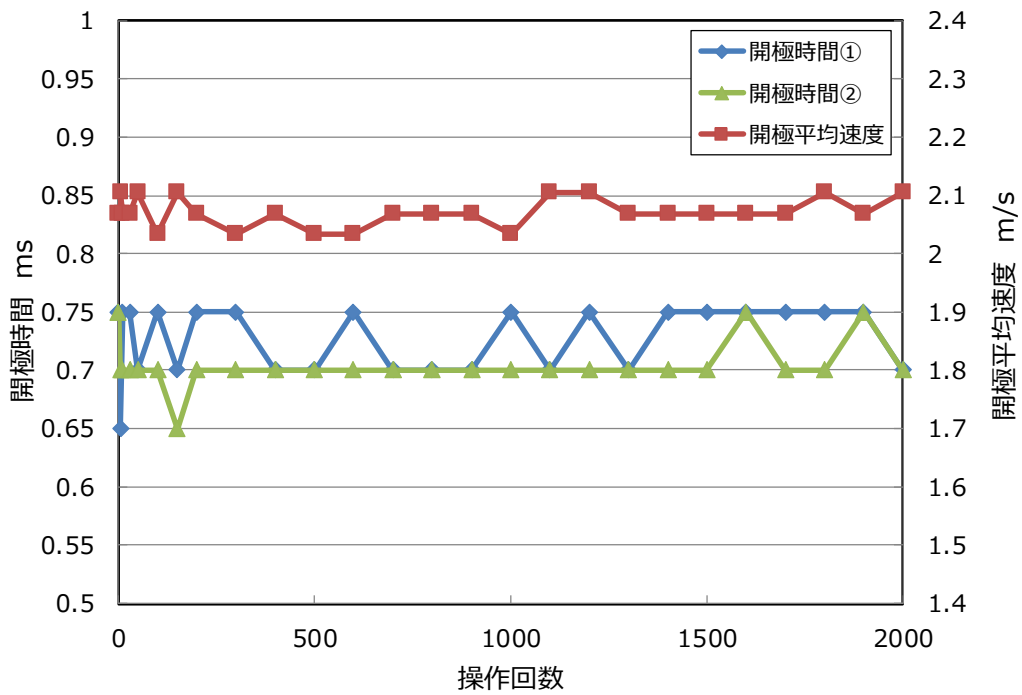


図 3-4-93 連続操作試験結果（開路動作）

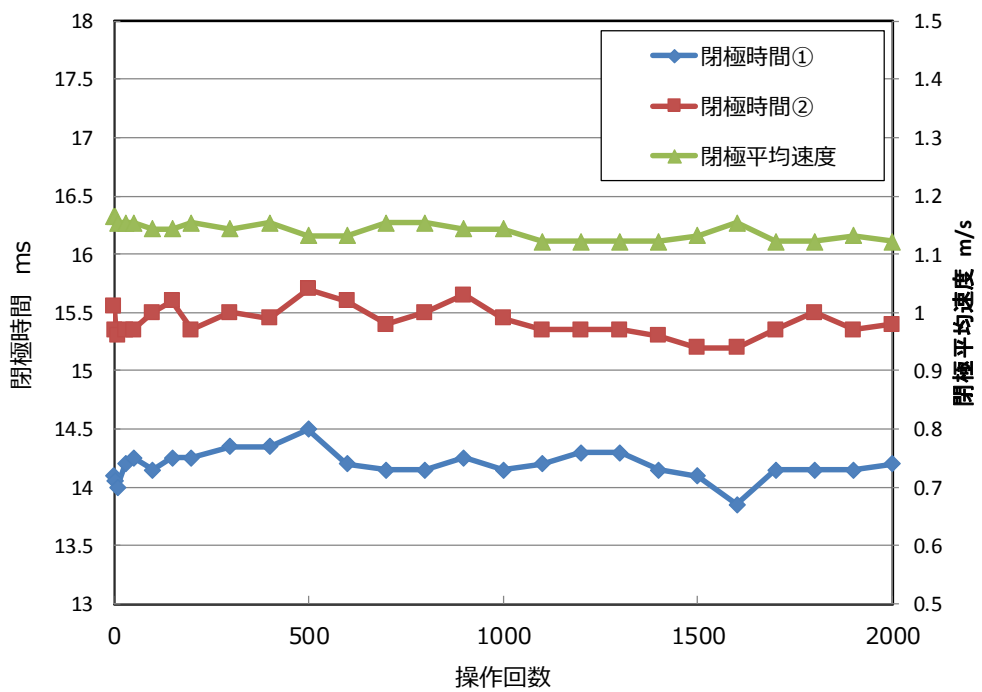


図 3-4-94 連続操作試験結果（閉路動作）

(3) 遮断試験

【背景】

信頼性向上および高電圧化を行った遮断部の遮断試験を実施し、性能を確認した。

【試験条件】

遮断部に要求される性能は、遮断電流 8kA 以上、電流零点後の極間電圧 (TIV) 数 kV 以上、遮断指令から電流零まで 2ms 程度以内である。またハイブリッド直流遮断器は交流遮断器に比べて、電流零点直前の電流の傾き (di/dt) が大きくなる傾向にあり、遮断電流 8kA の場合、 di/dt は約 50A/ μ s となる。よって遮断部は 50A/ μ s 以上の di/dt に対して電流遮断する性能も求められる。

高電圧化に伴い遮断電流及び di/dt は増大する。よって本試験では、遮断部の遮断電流及び di/dt に対する限界性能の確認を行った。さらに TIV 波高値は高電圧化の限界性能検証のため 120kV 以上とした。接点部には ii. (オ) 章で述べる真空バルブを用い、試験対象は接点部を二直列接続した碍子形構成とした (変更可)。以上より、試験条件を下記のように設定し、遮断試験を実施した。

- ・ 遮断指令から電流零まで : 2.0ms
- ・ 遮断電流 : 8kA 以上
- ・ 電流零点直前の電流の傾き (di/dt) : 50A/ μ s 以上
- ・ TIV 波高値 : 120kV 以上

【試験回路】

遮断試験は (d) i 章で述べるハイブリッド直流遮断器の遮断試験回路を一部変更した試験回路を用いた。試験回路図を (図 3-4-95) に示す。試験回路は、①電流源回路と②転流回路で構成されている。①電流源回路は事故電流及び遮断直後に発生する TIV の供給を目的としており、(d) i 章と同一の構成である。一方、②転流回路は転流回路部による電流零点生成の模擬を目的としており、転流コンデンサ C_s 、転流調整用 L_s 、トリガーギャップ Gap で構成されている。

転流コンデンサ C_s は遮断試験前に予め充電されており、①電流源回路による事故電流生成後にトリガーギャップ Gap を始動し通電状態とすることで転流電流が放電される。②転流回路の転流電流は、遮断部において①電流源回路の事故電流と逆方向となるように放電され、遮断部に電流零点を生成する。電流零点において遮断部が電流遮断すると、事故電流が遮断部と並列接続されたアレスタへ転流され、遮断部には TIV が印加される。

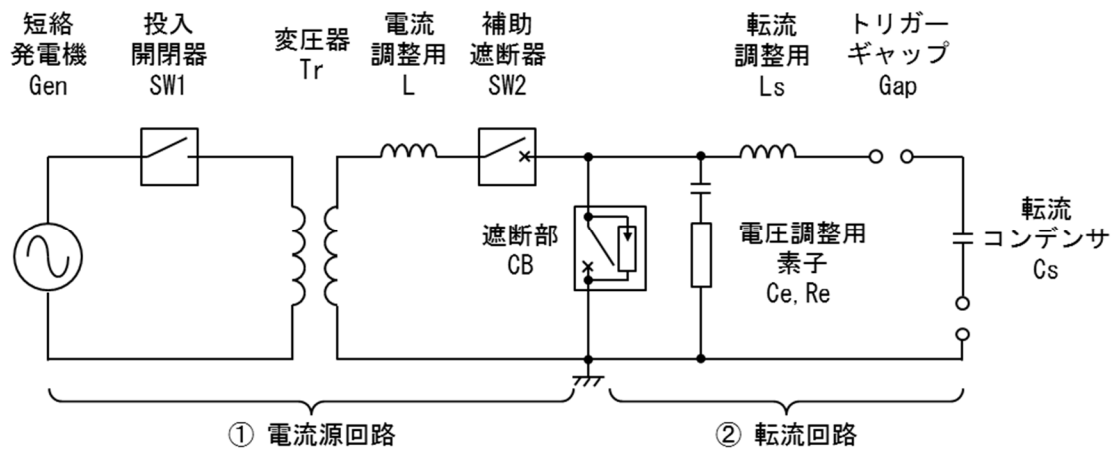


図 3-4-95 遮断試験回路図

【試験結果】

(図 3-4-96) に遮断試験結果を示す。事故電流は波高値で 16.5kA となり、遮断指令である電磁反発コイル電流の立ち上がりから 1.99ms で電流零点が生成され、遮断されている。電流零点直前の di/dt は $242A/\mu s$ となった。また電流零点後の極間電圧である TIV は波高値で 123kV 印加され、再点弧することなく極間電圧を保持し、遮断成功している。

以上より、信頼性向上および高電圧化を行った遮断部は、当初の要求性能を大幅に超える性能（遮断電流、 di/dt 、TIV 波高値）を有することを確認した。

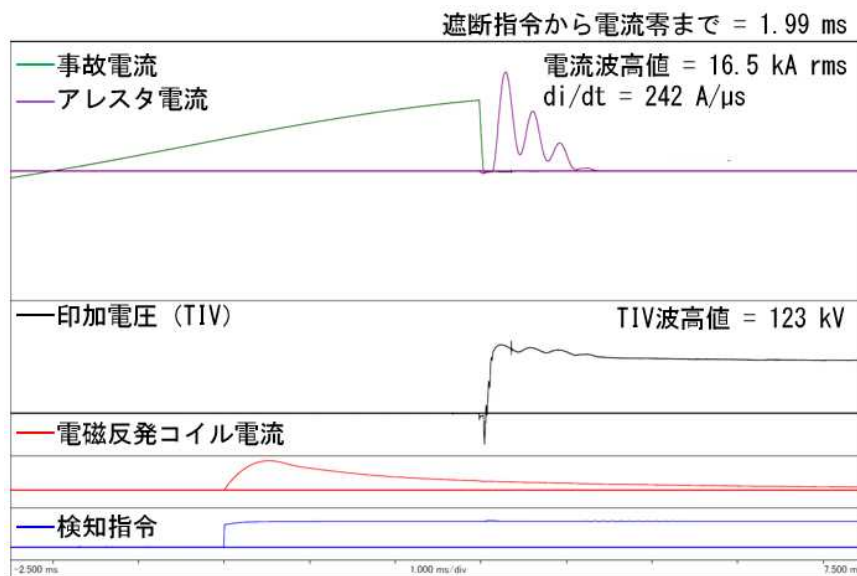


図 3-4-96 遮断試験結果

ii. 断路部の開発

断路部の満たすべき性能は、断路電流 8kA 以上、指令から TIV (transient interruption voltage) までの時間 (以下、断路時間と呼称) 3ms 程度である。さらに、機械遮断部 (断路部) の接点間の電流がゼロ (接点間のプレークが消滅) になってから半導体遮断部が事故電流を裁断し TIV が印加されるまでの時間 (機械遮断部 (断路部) の絶縁回復時間) を 0.5ms 以内を目標として開発した。0.5ms という極めて短い時間で TIV が印加されても、接点間で再発弧せず、絶縁を保つという事故電流断路は、交流断路器の開発では前例がない。そのため、接点部には絶縁性能に優れたガス方式を適用し、高速動作は遮断部と同様に電磁反発方式を採用することにした。

ただし、前述したように接点間のアークが消滅し極短時間後に TIV が印可される場合の絶縁設計データがほとんどないため、基礎モデルを用いたデータ取得から開発を行った。この基礎データから接点部の絶縁設計基準を決定し、接点部の構造設計を実施した。そして、接点部のガス流解析等を実施し構造の最適化を行った後、性能検証用器を製作し断路部単体の試験を実施して目標性能を満足するのか検証を行った。

以下、断路部の接点開発 ((ア)章)、操作機構の開発 ((イ)章)、断路部の試験結果 ((ウ)章) について述べる。

(ア) 断路部の接触子の開発

(1) 耐電圧基礎試験

【背景】

(図 3-4-5) において事故電流が流れている最中から断路部の電磁反発操作機構部を開極させる必要があるため、接点部には必然的にプレークが発生する。このプレークはアークプラズマから正負両イオンを発生させ、電極溶融粉を発生させ、さらに温度上昇を引き起こすため接点部の耐電圧性能を著しく低下させる主要因となり得る。これら残留イオンおよび電極溶融粉はプレークが消滅した後の数百 μs ~ 1ms 程度の時間 Δt にも残存する可能性が極めて高く、場合によっては TIV 印加後に絶縁破壊を引き起こしてしまう懸念がある。したがって、断路部の接点部においてはプレーク消滅後の耐電圧絶縁性能を確保することが特に重要となる。しかしながら、プレークが極間耐電圧性能に及ぼす影響を定量的に示したデータは数少ない。また、接点間にガス (SF_6 ガス) の流れがあると前述の残留イオンおよび電極溶融粉を拡散させることができ、絶縁性能の向上が予想されるが、ガスの流れの有無が接点部の耐電圧絶縁性能に及ぼす影響を定量的に示したデータも数少ない。そのため、現時点での断路部の接点部の電界設計はプレークも SF_6 ガス吹き付けも無い標準的な雷インパルス単独の絶縁破壊特性で設計しているのが現状である。そこで、プレーク消滅直後から TIV 印加までの

時間 Δt と断路部の接点部の耐電圧値との相関関係を取得することで、プレアーク/SF₆ガス吹き付け有無が接点部の耐電圧絶縁性能に及ぼす影響を定量化する必要がある。

【方法】

(図 3-4-97) に耐電圧絶縁性能を調査する試験回路構成を示す。断路部の TIV は雷インパルス (LI) 電圧で模擬した。(図 3-4-97) では直流 (DC) 電圧で供試ギャップ (Gs) をフラッシュオーバ (F0) させてアーク電流を流すための回路と、アーク電流消滅後に遅延装置で時間を調整して LI 電圧を印加する回路とからなる。直流電圧源 (DCG) により電流供給用コンデンサ (C1) を充電し続けると、やがては供試ギャップ (Gs) で F0 してプレアークが発生する。この際に発生する F0 電流波形 (ピーク値および減衰時定数) は電流供給用コンデンサ (C1) とアーク電流調整抵抗 (R2) によって決定される。F0 電流は変流器 (CT) により検出しオシロスコープで記録した。

次に Δt をパラメータとして変化させるために (図 3-4-97) の遅延装置で遅延時間を調整させた。遅延装置を用いて所要の遅延時間をもってインパルス発生装置 (IG) 内部のトリガギャップ (Ga) をトリガさせると、ほぼ同時刻で分離ギャップ (Gb) も放電するため供試ギャップ (Gs) には LI 電圧が印加される。この供試ギャップ (Gs) に印加される電圧は高電圧プローブ (EP) で測定しオシロスコープで記録した。一方、インパルス発生装置 (IG) の発生電圧は抵抗分圧器 (Rvd) で別途測定した。

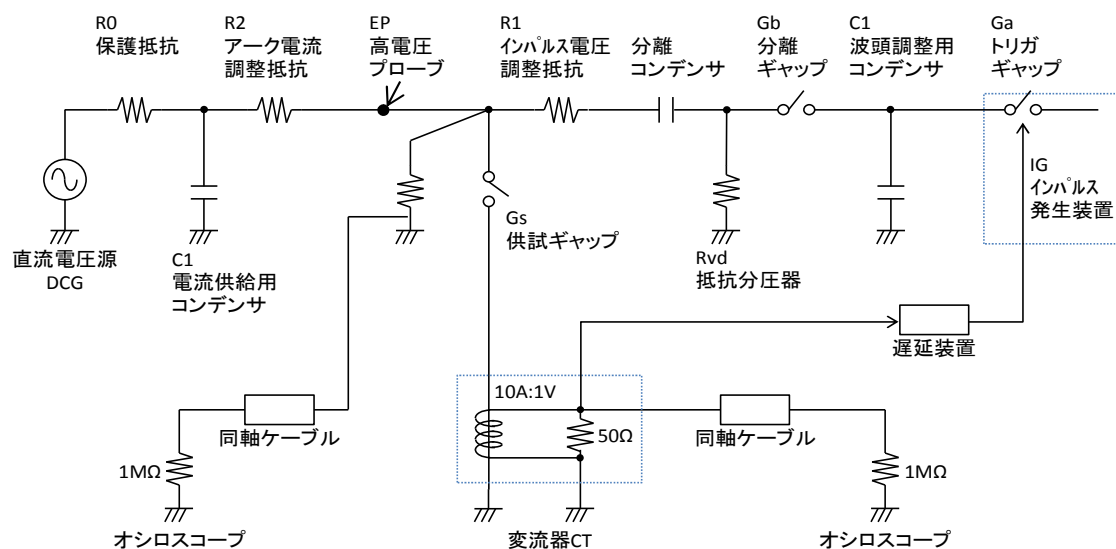


図 3-4-97 試験回路構成

供試ギャップ (Gs) として用いた供試電極を (図 3-4-98) に示す。同図のように断路部の極間として棒-平板電極で模擬した。ガス吹き付け孔を平板電極中心に開孔することで、プレアークが延伸する方向と同じガス吹き付け方向となる

ようにしてある。この方式で試験タンク圧力（背後圧力） $P_b=0.30\text{ MPa-abs}$ かつ吹き付け側上流圧力 $P_0=0.511\text{ MPa-abs}$ にすれば、ガス吹き付け孔の地点で流速がマッハ1（ SF_6 ガスでは常温で約 110 m/s ）となるため、吹き付けガスが棒電極方向へ真っ直ぐ進みかつ進行方向に流速が維持されるようになる。

供試ギャップ（Gs）へ $P_0=0.511\text{ MPa-abs}$ の一定ガス圧力を供給するために、 SF_6 ガスボンベと供試ギャップ（Gs）の間に電磁弁を設けた。直流電圧源（DCG）を上昇させて F0 が生じる直前に電磁弁を開いて SF_6 ガス流を供試ギャップ（Gs）へ供給した。一回の LI 印加が終了した後の試験タンク圧力（背後圧力） P_b は若干上昇するため、 $\pm 2\%$ 以内、すなわち $0.294\text{ MPa-abs} \leq P_b \leq 0.306\text{ MPa-abs}$ になったことを確認した後次の LI 印加を行うことで P_b の均質化を図った。

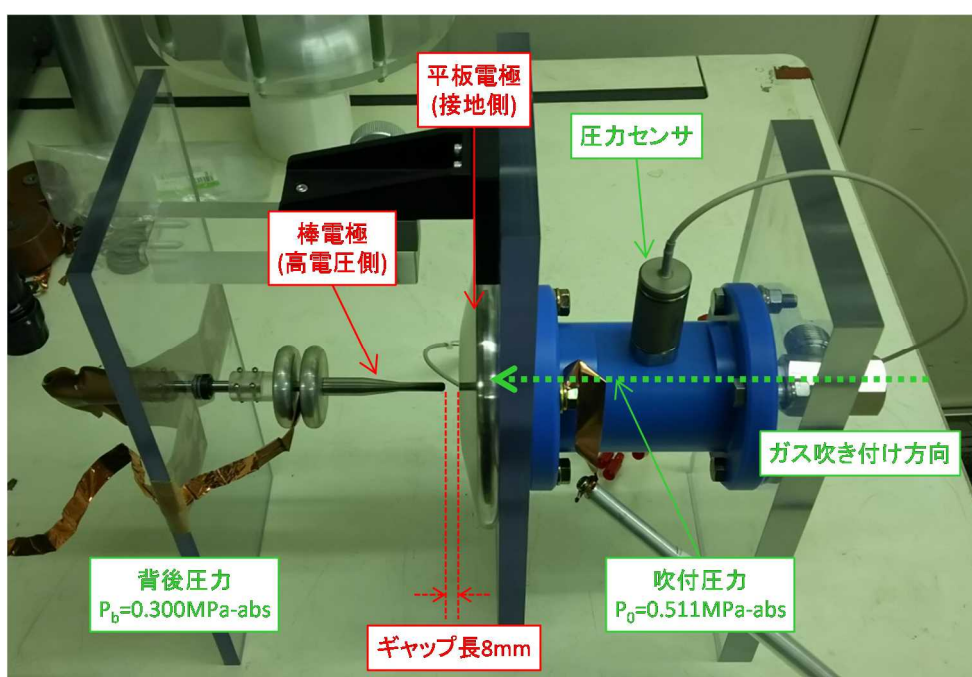


図 3-4-98 供試電極

一般にプレアーク消滅直後から LI 電圧印加までの時間 Δt が長いほどプレアークの影響が少なくなるため、断路部の接点部では雷インパルス単独の NF0（NF0: No Flashover）が維持される。逆に Δt が短くなるとプレアークの影響が出始めるため、断路部の接点部では雷インパルス単独の NF0 が維持されず F0 してしまう。したがって、まず (i) プレアークを発生させない状態で雷インパルス単独の絶縁破壊特性を取得し、次に (ii) プレアークを発生させた状態で雷インパルス絶縁破壊特性を取得する（後述の（図 3-4-102））。最後に (iii) 断路部の接点部に SF_6 ガスを吹き付けることで (ii) の雷インパルス絶縁破壊特性がどれだけ向上するか実測・比較した（後述の（図 3-4-103））。(ii) および (iii) での印加電圧は (i) で求めた 50%絶縁破壊電圧 $V_{50\%}$ および標準偏差 σ をもとに、 -3σ 電圧値 ($V_{50\%-3\sigma}$)、 -2σ 電圧値 ($V_{50\%-2\sigma}$)、および -1.73σ 電圧値 ($V_{50\%-1.73\sigma}$) の

3 通りを選択・測定した。各電圧値では 60 回の LI 印加を行った。印加極性は DC 電圧および LI 電圧ともに正極性で行った。本供試電極の耐電圧性能を評価する方法は、50%絶縁破壊電圧 $V_{50\%}$ から標準偏差 σ の倍数分を低下させた電圧値 ($V_{50\%-\Delta\sigma}$ の Δ の数値に相当) の値で評価した。

【結果】

本試験装置で、インパルス発生装置 (IG) から LI 電圧を印加した場合に供試ギャップ (Gs) に印加される LI 電圧の実測波形を (図 3-4-99) に示す。(図 3-4-99) は $V_{50\%-1.73\sigma}=60\text{kV}$ にて F0 しない場合の NF0 波形である。一方、(図 3-4-100) に $V_{50\%-1.73\sigma}=60\text{kV}$ にて F0 した場合の波形を示す。F0 時は (図 3-4-100) のように約 $1\mu\text{s}$ 前後の短い波頭時間領域で F0 する。

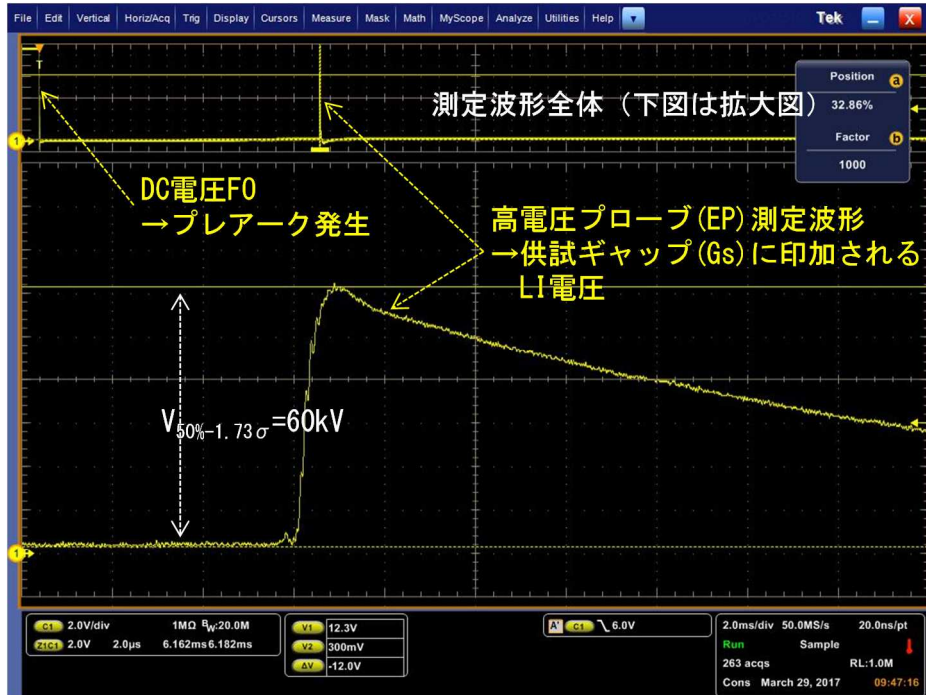


図 3-4-99 供試ギャップ (Gs) に印加される LI 電圧の実測波形 (NF0 時)

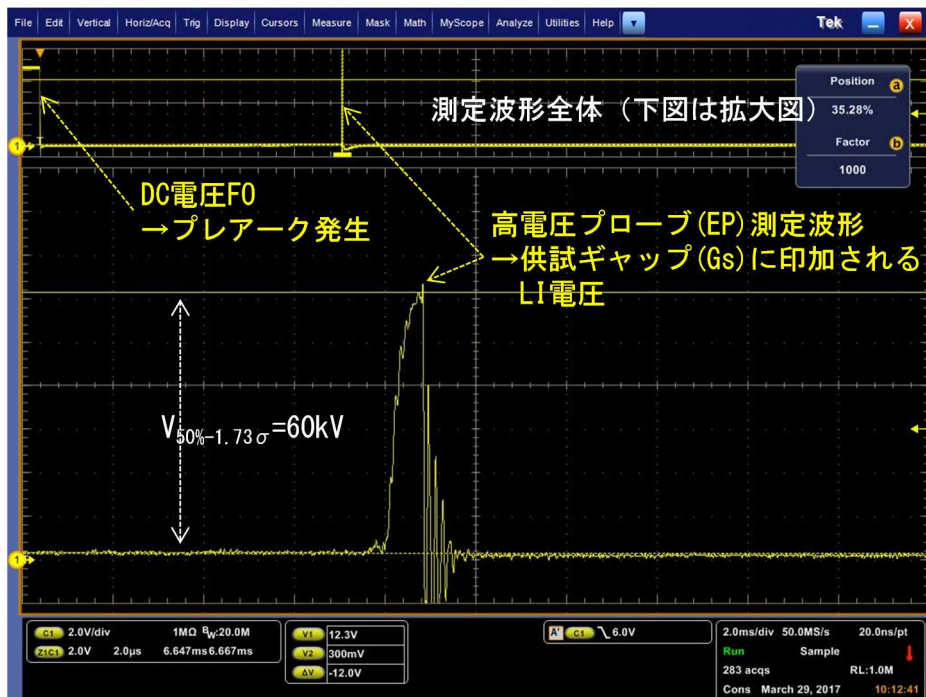


図 3-4-100 供試ギャップ (Gs) に印加される LI 電圧の実測波形 (F0 時)

(図 3-4-101) にプレアーク発生の様子を示す。本図は高速度ビデオカメラで撮影した動画の各コマを掲載したものであり、時間順序は (a) → (b) → (c) → (d) → (e) である。図 (a) から分かるように DC 電圧によって F0 する箇所は電界が最も高くなる棒電極先端である。その後、SF₆ ガス吹き付けが有るため、図 (b)、図 (c) のように棒電極方向にプレアークが蛇行し延伸していく様子が分かる。その後図 (d)、図 (e) のようにアークが徐々に消滅していく様子が見取れる。このプレアークにより棒電極および平板電極の表面が溶融した溶融痕が見受けられた。なお、SF₆ ガス吹き付け無しの場合でもプレアークは蛇行する様子が確認されたが棒電極先端のエリアに限って蛇行するのみであって、棒電極の根元方向にまでプレアークが延伸していくことはなかった。このように、ガス吹き付け孔の地点での流速をマッハ 1 (SF₆ ガスでは常温で約 110m/s) にすることで、吹き付けガスが棒電極方向へ真っ直ぐ吹き付けられていることが高速度ビデオカメラの動画からも確認された。

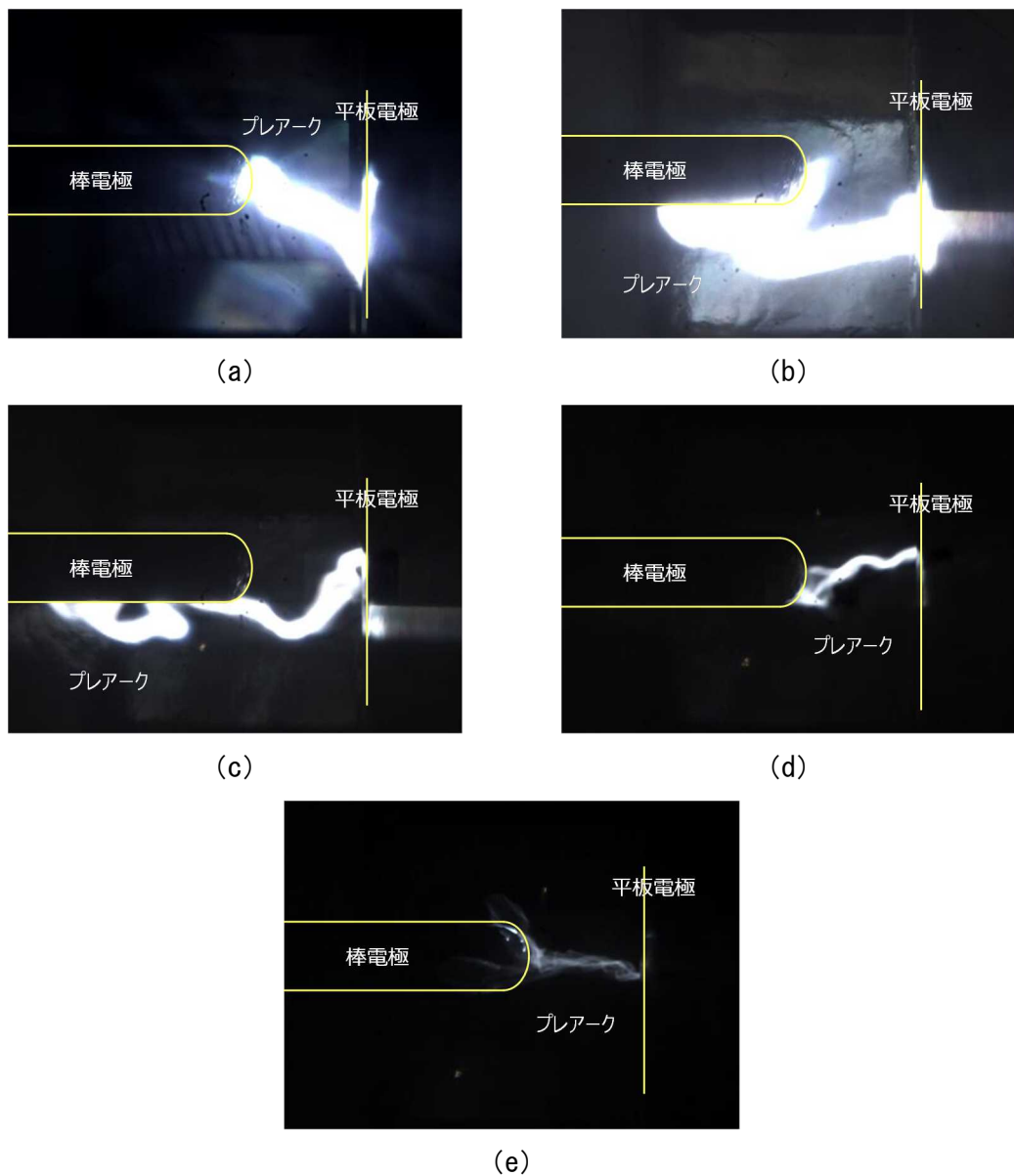


図 3-4-101 プレアーク発生の様子 (SF₆ ガス吹き付け有り)

【まとめ】

(図 3-4-102) に SF₆ ガス吹き付け無しの場合の Δt と LI 印加電圧との相関関係を示す。●印は NF0、×印は F0 である。横軸 Δt が長いほどプレアークの影響が少なくなるため、供試電極間の耐電圧性能は雷インパルス単独の NF0 (●印) が維持される。逆に Δt が短くなるとプレアークの影響が出始めるため、供試電極間の耐電圧性能は雷インパルス単独の NF0 が維持されず F0 (×印) してしまう。この傾向は 3 種類のどの電圧値 ($V_{50\%-3\sigma}$ 、 $V_{50\%-2\sigma}$ 、 $V_{50\%-1.73\sigma}$) でも同じである。

また (図 3-4-102) ではこれら 3 種類の電圧値の F0/NF0 データをもとに F0 領域、NF0 領域、および F0/NF0 混在領域に分けて図示した。電圧値が高いほど F0 領域が支配的になり、逆に電圧値が低いほど NF0 領域が広がってくる等、予想され

た結果が得られていることが分かる。仮に $\Delta t=0.5\text{ms}$ とした場合、(図 3-4-102)から SF_6 ガス吹き付け無しの場合では -2σ の設計電界値では厳しいが -3σ まで設計電界値を抑えれば問題ないと言うことができる。このように、 Δt に対して断路部が断路可能となる設計電界値(標準偏差 σ で規格化)がどの領域に位置するかを(図 3-4-102)から見極めることができるようになる。

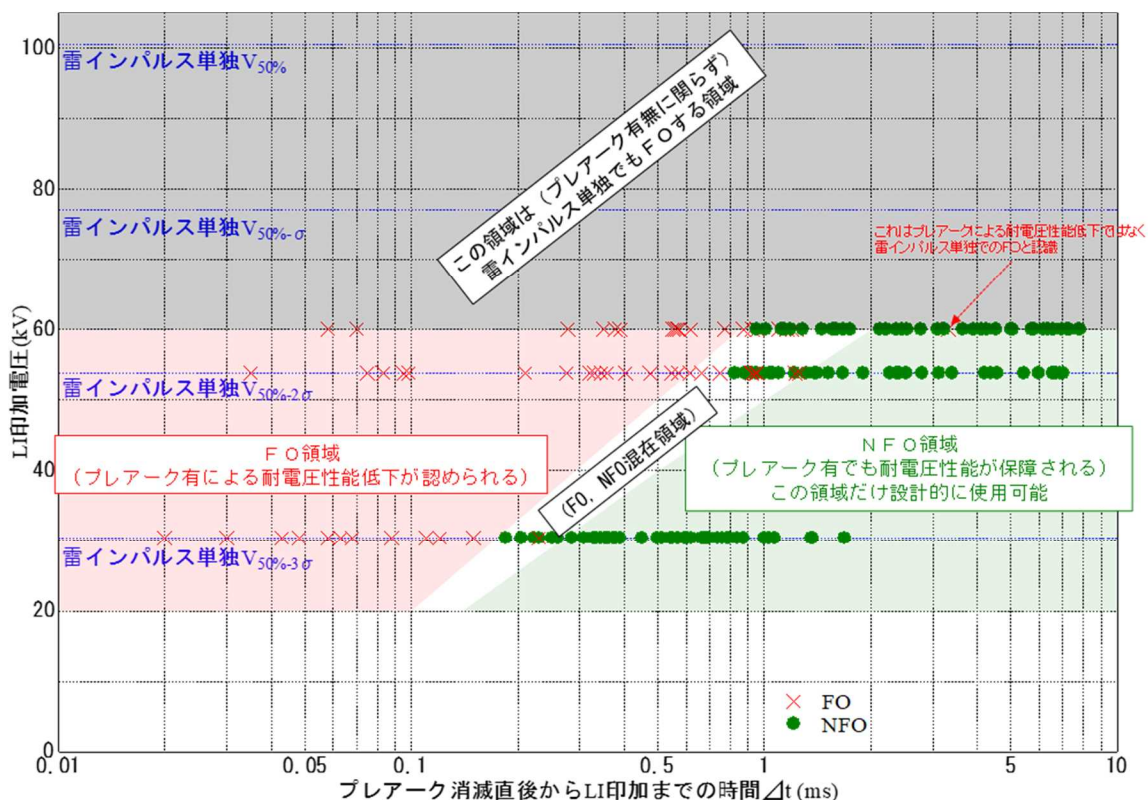


図 3-4-102 SF_6 ガス吹き付け無しの場合の Δt と LI 印加電圧との相関関係

(図 3-4-103) に SF_6 ガス吹き付け有りの場合の Δt と LI 印加電圧との相関関係を示す。横軸 Δt が長いほどプレアークの影響が少なくなるため、供試電極間の NF0 が維持されること、逆に Δt が短くなるとプレアークの影響が出始めるため、供試電極間の NF0 が維持されず F0 してしまうことは SF_6 ガス吹き付け無しの(図 3-4-102)と同じである。

また、電圧値が高いほど F0 領域が支配的になり、逆に電圧値が低いほど NF0 領域が広がってくる等も SF_6 ガス吹き付け無しの(図 3-4-102)と同じである。 SF_6 ガス吹き付け有無の比較を(図 3-4-102) および(図 3-4-103)で行うと、 SF_6 ガス吹き付け有りにすることで NF0 領域が広がってくるのが分かる。また、(図 3-4-102)の SF_6 ガス吹き付け無しでは $\Delta t=0.5\text{ms}$ に対して -2σ の設計電界値では厳しかったのに対し、 SF_6 ガス吹き付け有りであれば $\Delta t=0.5\text{ms}$ に対して -2σ の設計電界値でも問題ないと言うことができる。これらの結果から、 SF_6 ガス吹き付けが棒-平板電極間の耐電圧性能向上に及ぼす効果は認められた。

今回の供試電極は棒-平板電極という基礎的なモデルのため、実際のアーク接

点および通電接点を有する電極とは異なる。そのため、今回の（図 3-4-102）および（図 3-4-103）をそのまま開発・設計に適用することは難しい。しかしながら、今後実際のアーク接点および通電接点を有する電極で同一のデータを取得すれば、より信頼性の高いデータが得られると考えられる。

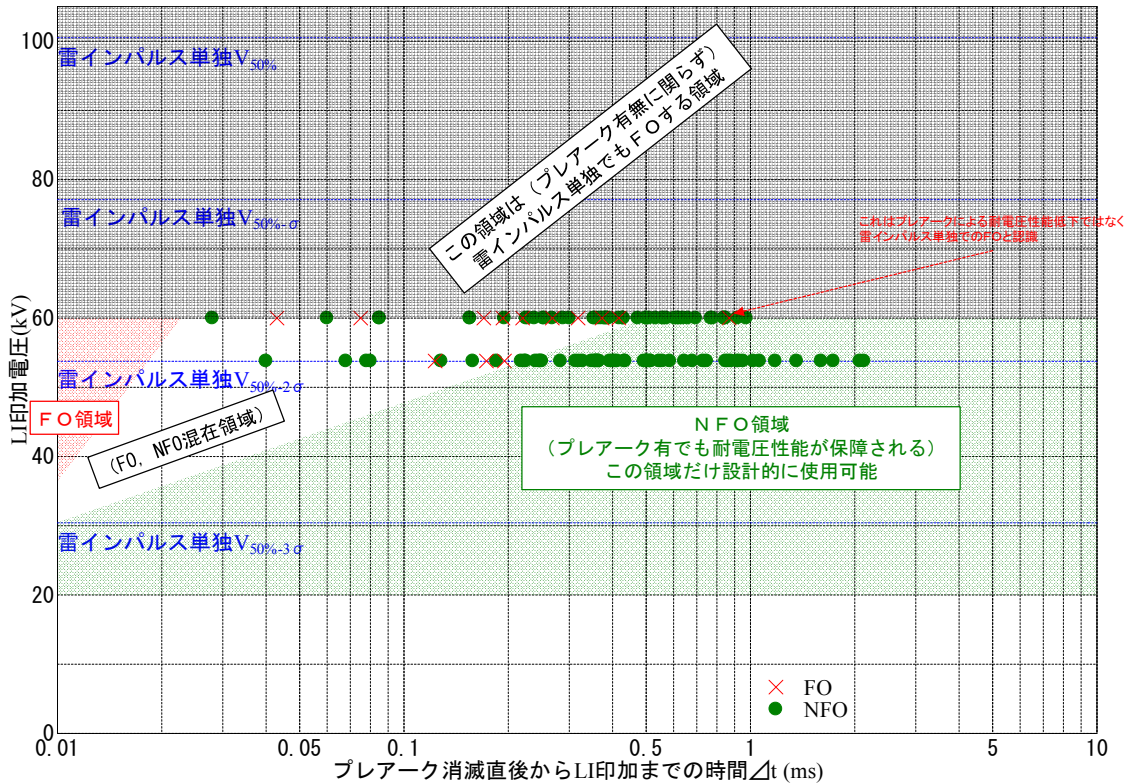


図 3-4-103 SF₆ ガス吹き付け有りの場合の Δt と LI 印加電圧との相関関係

仮に $\Delta t=0.5\text{ms}$ とした場合、高めの設計電界値である -2σ 設計（FO 確率 2.28% 以下）では、ガス吹き付けが無いと断路部極間の絶縁性能は維持しづらいが、ガス吹き付け有りでは絶縁性能が確保されるという極めて有用な知見を得た。また、低めの設計電界値である -3σ 設計（FO 確率 0.135% 以下）では、 $\Delta t=0.5\text{ms}$ に対しほぼ問題なく断路部極間の絶縁性能が確保される見通しであることも明らかにすることができた。

(2) 実器相当のガス圧力における絶縁回復特性の検証

【背景】

ハイブリッド直流遮断器の断路部は、事故電流が流れるとそれを検知して開極動作を行うが、切離した接点間（電極間）に導電性が高いアークが発生するため、事故電流はアークを通して流れ続ける。点弧から約 3ms 程度後に半導体遮断部が動作して、断路部に流れる事故電流が転流されて零に至り、アークは消滅する。消弧から 0.4~1.0ms 程度時間が経過した後、接点間に TIV が印加される。断路部は TIV が印加されても接点間で再発弧せず、絶縁を保たなければならない。しかし、消弧後の極間耐電圧は、アークの影響により静耐圧と比較して低下する。このような無再発弧での事故電流遮断はこれまでの交流断路器の開発では前例が無く、データが無い。このことから、断路部を設計するためには、消弧後の絶縁回復特性を把握する必要がある。

前章では、ガス圧力や接点間ギャップ長をパラメータにして、絶縁回復特性を測定した。

本項では、断路部を設計するために必要となる、実器で想定している条件と同等のガス圧力、接点間ギャップ長条件および電流値で絶縁回復特性を測定した結果を示す。

【方法】

絶縁回復特性を検証するために、(図 3-4-104) に示す形状の供試電極（棒—平板電極）間にアークを発生させ、消弧後に TIV を模擬した電圧を印加して、絶縁破壊した時の電圧を測定した。

棒電極は先端が直径 5mm の半球形状であり、材質は銅—タングステン合金である。一方、平板電極は直径 200mm の円盤形状であり、材質は SUS304 である。これら電極は SF₆ ガスを密封した内径 550mm の金属タンク内に設置した。ガス圧力と電極間ギャップ長は実器で想定している 0.70MPa-abs、20mm とした。

(図 3-4-105) に絶縁回復特性検証回路を示す。回路は電極間にアークを発生させるための電源 Cs1 と TRV を印加するための電源 Cs2 の 2 電源を組み合わせた構成にした。正極性の電圧を棒電極に印加し、平板電極および金属タンクは接地にした。

Cs1 より、電極間に電圧を印加してアークを発生させ、アークが消滅してから Δt 経過した後、Cs2 により電極間へ TIV を印加させた。

(図 3-4-106) に消弧後絶縁回復特性の検証実験状況を示す。供試電極はタンク内に設置してある。

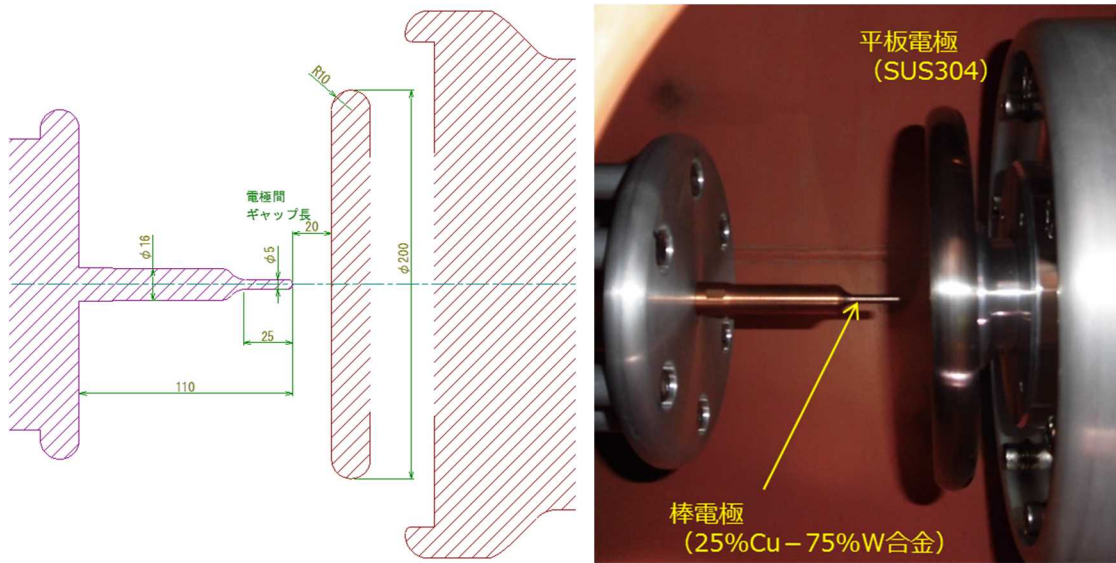
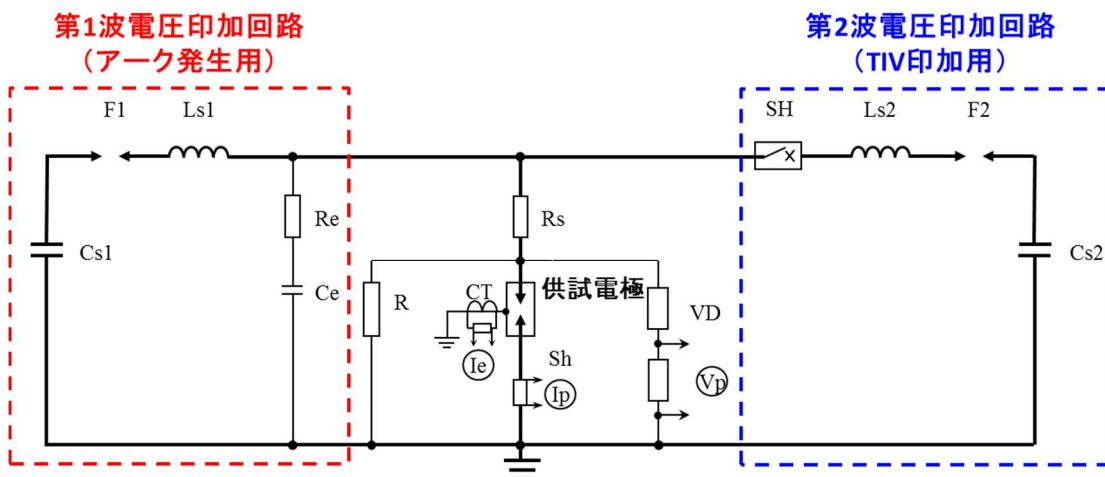


図 3-4-104 供試電極形状



- Cs1: 第1波電圧源コンデンサ
 Ls1: 第1波電圧源リアクトル
 F1: 第1波始動ギャップ
 Rs: 減衰抵抗
 SH: 補助遮断器 (投入用)
 VD: 分圧器
 Cs2: 第2波電圧源コンデンサ
 Ls2: 第2波電圧源リアクトル
 F2: 第2波始動ギャップ
 Ce, Re: 過渡回復電圧調整用素子
 Sh: シヤント
 Re: 放電抵抗

記号	Rs	Ce	Re	Ls1	Ls2	Cs1	Cs2
回路定数	14.5 Ω	0.064 μF	199 Ω	6.42 mH	6.73 mH	16 μF	16 μF

図 3-4-105 消弧後絶縁回復特性検証回路



図 3-4-106 消弧後絶縁回復特性の検証実験状況

また、絶縁回復特性を電界で評価するために、供試電極に対して、表面電荷法を用いた電界計算を行った。電界計算において、電圧条件は実験と同じとした。(図 3-4-107) に計算した電界のベクトル図を示す。この電界計算結果から、供試電極に 100kV 印加すると、最大 33.0kV/mm の電界が発生することがわかった。この電界計算結果と、絶縁破壊電圧の実測値から、絶縁破壊電界を評価した。

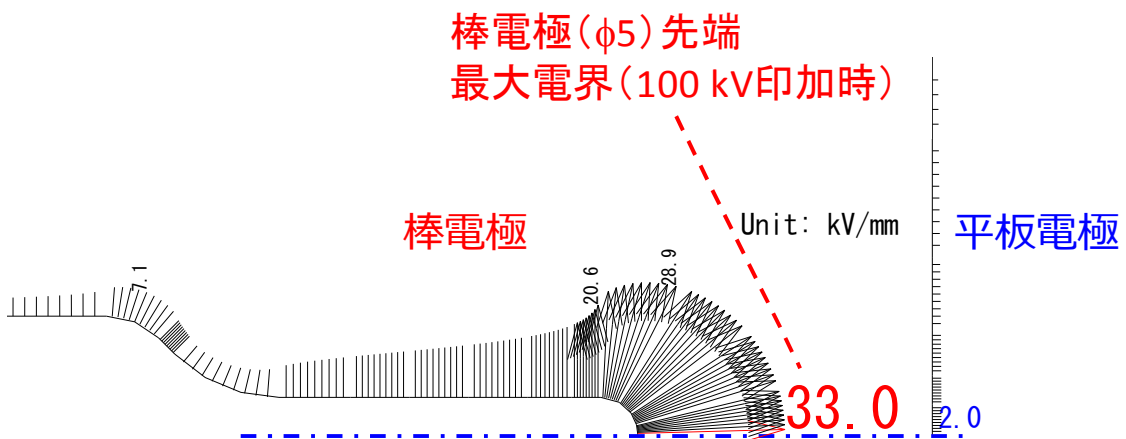
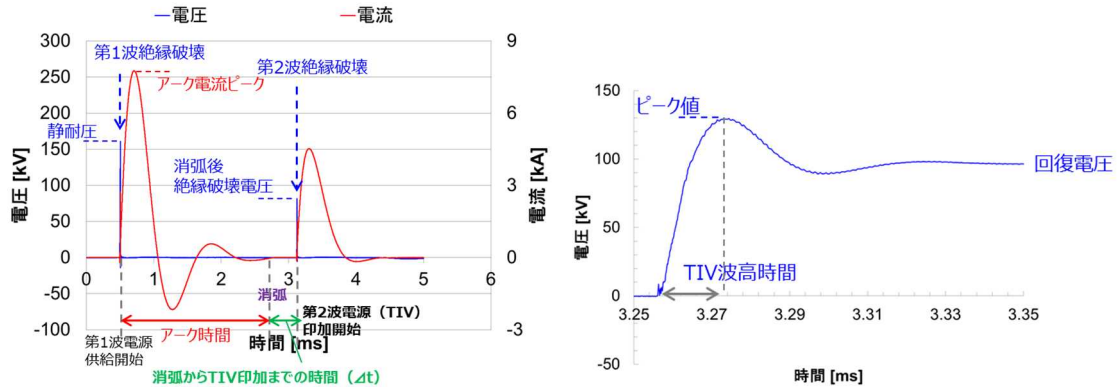


図 3-4-107 供試電極に対する電界計算結果

【結果】

(図 3-4-108) に、消弧後絶縁回復特性検証において、供試電極に印加された電圧とアーク電流の実測波形例を示す。

また、(表 3-4-10) に本実験における実測波形と、実器を想定した計算波形との比較を示す。試験設備の制約上、実器を想定した波形を完全に模擬することはできないが、比較的良く条件が合う波形得られていることがわかる。



(a) 絶縁破壊時の TIV およびアーク電流波形

(b) 非絶縁破壊時の TIV 波形拡大図

図 3-4-108 消弧後絶縁回復特性検証における電圧、電流波形測定例

表 3-4-10 本実験における電圧・アーク電流と実器を想定した計算結果

		実器を想定した計算波形	本実験における波形
第1波電圧印加時	アーク電流ピーク値	8 kA	6.2~7.9 kA
	アーク時間	約2.5 ms	約4.5 ms
TRV印加時	電圧ピーク値	120 kV	約130 kV
	波高時間	20 ms	約16 ms
	回復電圧	80 kV	約95 kV

(図 3-4-109) (a) は Δt -絶縁破壊電界特性を、(b) は絶縁破壊電界の平均値とばらつき (標準偏差 σ) を示している。

また、(図 3-4-110) (a) は Δt -絶縁回復率特性を、(b) は絶縁回復率の平均値と σ を示している。絶縁回復率は、電極間に発生したアークにより、静耐圧 (第 1 波絶縁破壊電圧) と比較して、消弧後の絶縁破壊電圧がどの程度低下したのか検討するために以下のように定義したパラメータである。

$$\text{絶縁回復率} = \text{TIV 印加時の絶縁破壊電圧} \div \text{静耐圧}$$

(図 3-4-110) から、 Δt が 0.4ms 以上になると、絶縁回復率は 70%以上に回復すること、 Δt を 0.4ms より長くしても絶縁回復率は緩やかにしか増加していないことがわかった。

また、(図 3-4-109) (b) から、実器で想定される $\Delta t=0.5\text{ms}$ 程度における絶縁破壊電界の平均値は 40.5 kV/mm、 σ は 17%であることがわかった。この結果よ

り、絶縁破壊電界の平均値が 50%値であるとして -3σ 値を評価すると、19.9kV/mm となる。 σ が 17%と大きいのが、これは電極間に発生したアークのエネルギーばらつきなどの影響を受けたためと考えられる。

【まとめ】

断路部の消弧後絶縁回復特性を基礎検証するために、棒-平板電極を用いた絶縁破壊試験を行った。その結果、以下のことが明らかになった。

- 実器で想定している条件（SF₆ガス圧力0.7MPa-abs、電極間ギャップ長20mm、 Δt 0.5ms）における絶縁破壊電圧の平均値は40.5kV/mm、ばらつき（標準偏差、 σ ）は17%であった。この平均電圧を50%値として -3σ 値を評価すると19.9kV/mmとなる。
- Δt が0.4ms以上になると、消弧後の絶縁破壊電圧は、静耐圧と比較して70%以上に回復する。

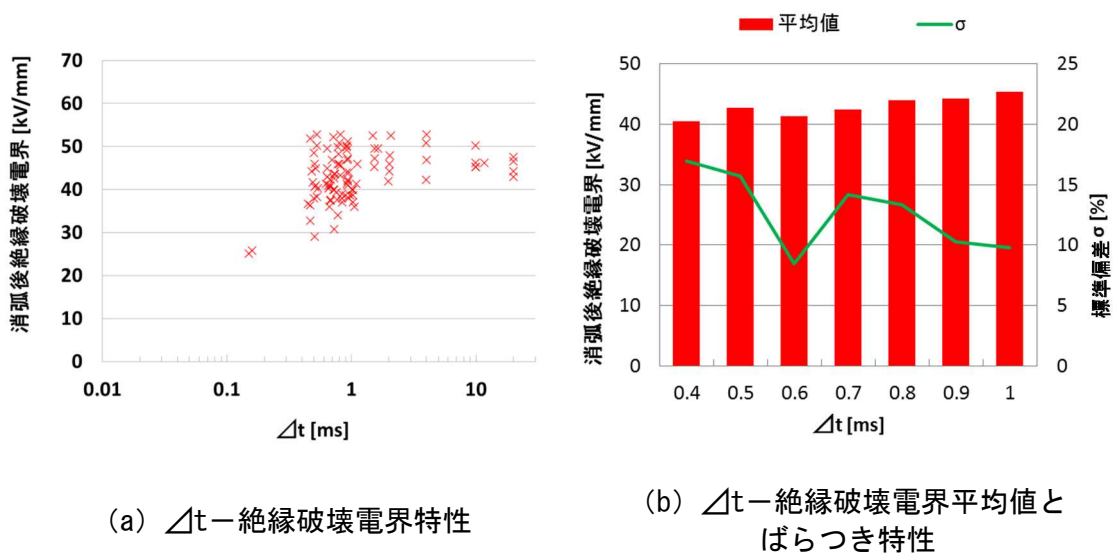


図 3-4-109 絶縁破壊電界測定結果

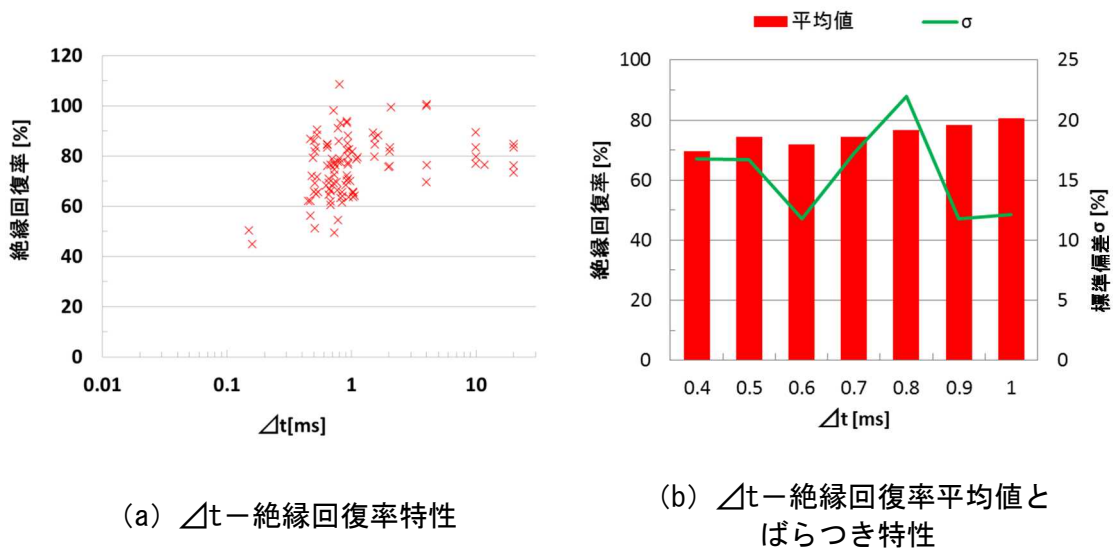


図 3-4-110 絶縁回復率測定結果

(3) 耐電圧基準の策定

(表 3-4-11) に断路部の耐電圧基準および電界設計基準を示す。極間・雷インパルス 150kV の導出方法は、(図 3-4-4) において断路部と並列に接続される避雷器の制限電圧 $V_{10kA}=120kV$ に対し安全率 1.25 を乗じた値とした。なお、対地・雷インパルス 150kV の導出方法も同じである。次に、極間・直流 120kV の導出方法は公称電圧 80kV に対し安全率 1.5 を乗じた値とした。なお、対地・直流 80kV の導出方法については最終の製品段階の際に別途検討することとし、今回の原理検証段階では公称電圧 80kV と同じとした。

次に電界設計基準を検討する。極間・雷インパルスについて、(1) 章において -3σ 相当の絶縁破壊電界値が $E_{50\%-3\sigma}=19.9kV/mm=199kV/cm$ と求まっている。このデータはギャップ長 20mm の場合であり、断路部の接点間距離 15mm であることを考慮して、絶縁回復率が約 10%低下することを見込んで $199 \div 1.1 = 180kV/cm$ とした。次に、極間・直流極間・直流については、SF₆ ガス絶縁での、負極性の直流の 50%絶縁破壊電圧において、ほとんど絶縁破壊しない実用的な値として、124kV/cm を設定し、面積効果を考慮して電計設計基準 173kV/cm を設定した。対地・直流、対地・雷インパルスについても同様に、ほとんど絶縁破壊しない実用的な値として 124kV/cm、312kV/cm を用いた。

表 3-4-11 断路部の耐電圧基準および電界設計基準

	印加電圧	耐電圧基準	電界設計基準
極間	雷インパルス (=TIVを模擬)	150kV	180kV/cm
	直流	120kV	173kV/cm*
対地	雷インパルス (=TIVを模擬)	150kV	312kV/cm*
	直流	80kV	124kV/cm*

(4) 接点の構成

(4-1) 断路部の接点構造

ハイブリッド直流遮断器の断路部用接点部では、事故電流が流れている最中から操作機構によって開極させる必要があるため、接点部には必然的にプレアークが発生する。このプレアークは転流回路部で電流ゼロまで絞っていくため（消弧）、一般の交流用ガス遮断器（AC-GCB）の様に消弧性能は必要ない。しかし、プレアークが消滅した直後に TIV が接点部に印可されるため、AC-GCB には無い特殊な絶縁性能が要求される。

前章で消弧後の耐電圧性能の基礎調査を実施し、断路部用接点部の耐電圧基準を求めた。その基準や知見をもとに断路部用接点部の詳細設計を実施した。その構造図を（図 3-4-111）に示す。可動接触子は操作ロッドに固定され、絶縁操作ロッドを介して操作機構により駆動される。また、可動接触子は固定通電接触子と固定アーク接触子と閉極状態で係合する。可動接触子の周囲は電界緩和のためのシールドが配置されており、さらに、シールドと可動接触子、操作ロッドで囲まれる空間に圧縮室を形成している。この圧縮室は開極動作時に可動接触子により内部の絶縁ガスを圧縮し、固定アーク接触子にその絶縁ガスを吹き付ける構成になっている。詳しい動作については、(イ) 章で述べる。

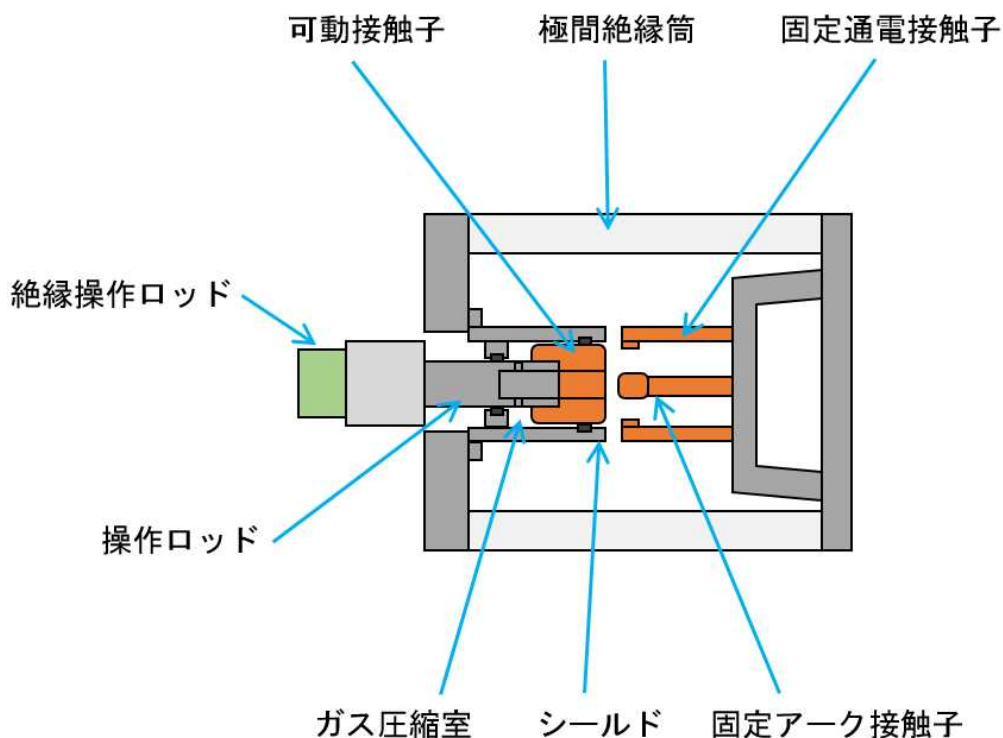


図 3-4-111 断路部用接点部の構造図（開極状態）

(4-2) ガス流解析

断路部の接点部の構造案ではプレアークにより加熱される接点間のガスを拡散させ、絶縁性能を回復させるためにガスを吹き付ける構造になっている。本項ではこの構造案に対し、電界解析および熱流体解析を行い、ハイブリッド直流遮断器で事故電流を遮断した後、断路部で絶縁破壊が生じないか（再発弧しないか）検討した結果を示す。

断路部極間の電界が SF₆ ガスの理論絶縁破壊電界値を超過すると、確実に絶縁破壊が生じると評価した。

電界は断路部の構造案に対して、表面電荷法を用いた解析を行って求めた。

SF₆ ガスの理論絶縁破壊電界値は、文献にあるように温度とガス圧力から求めることができる^[1]（図 3-4-112）に温度をパラメータとした時の絶縁破壊電界特性を示す。

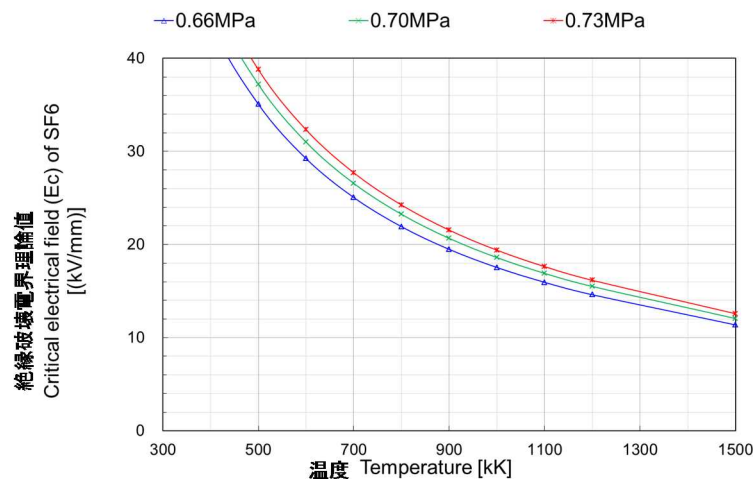


図 3-4-112 絶縁破壊電界理論値

本項では、断路部の構造案に対して、FLIC（Fluid in cell）法を用いた熱流体解析を行い、極間の温度と圧力を求めた。

（図 3-4-113）に断路部の構造案を基に構築した熱流体解析モデルを示す。熱流体解析の条件として、充填ガス圧力は定格である 0.7MPa-abs とした。断路部極間に発生するアークの電流はハイブリッド直流遮断器含むシステムで事故が発生した時の電流解析結果を用いた。電極の移動特性（ストローク特性）は機構解析による結果を用いた。（図 3-4-114）にアーク電流とストローク特性を示す。

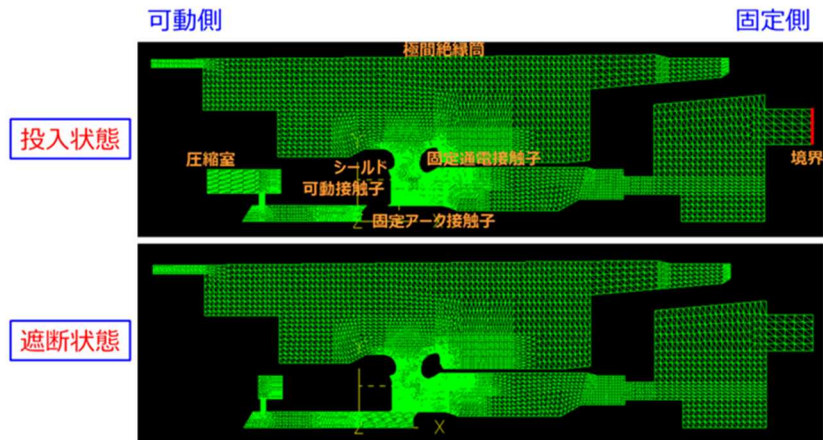


図 3-4-113 計算モデル

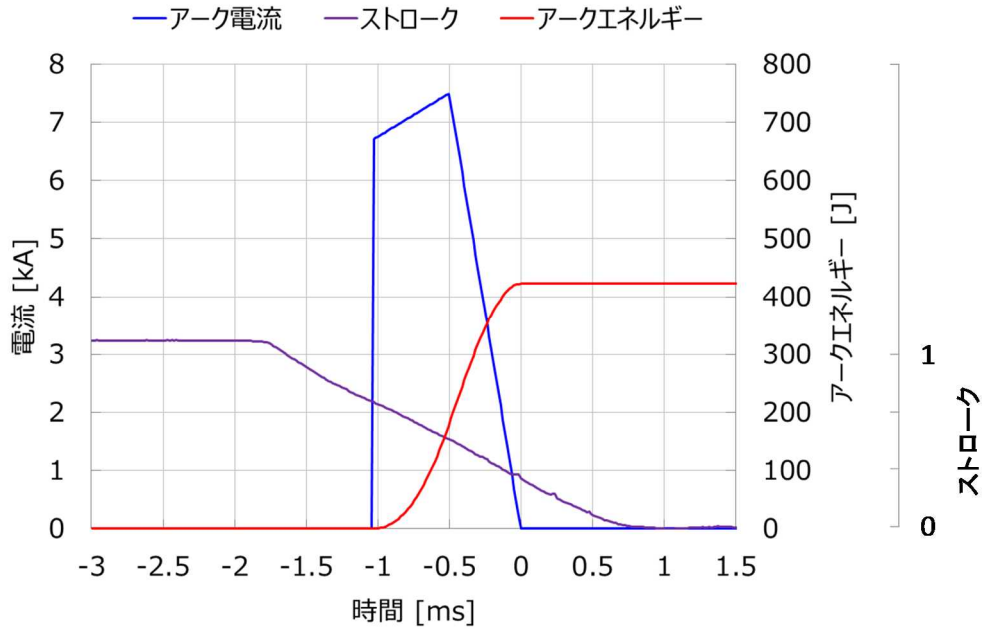


図 3-4-114 解析で用いたストロークと電流

(図 3-4-115) に電界解析結果を示す。(図 3-4-115) (a) は断路器固定側の接点に正極性 120kV、(図 3-4-115) (b) は可動側の接点に正極性 120kV の電圧を印加した時の電界ベクトルを示している。これらの結果より、電流遮断時にアーケが発生するアーケ接点-可動接点間の電界が他の箇所より高くなっていることがわかる。

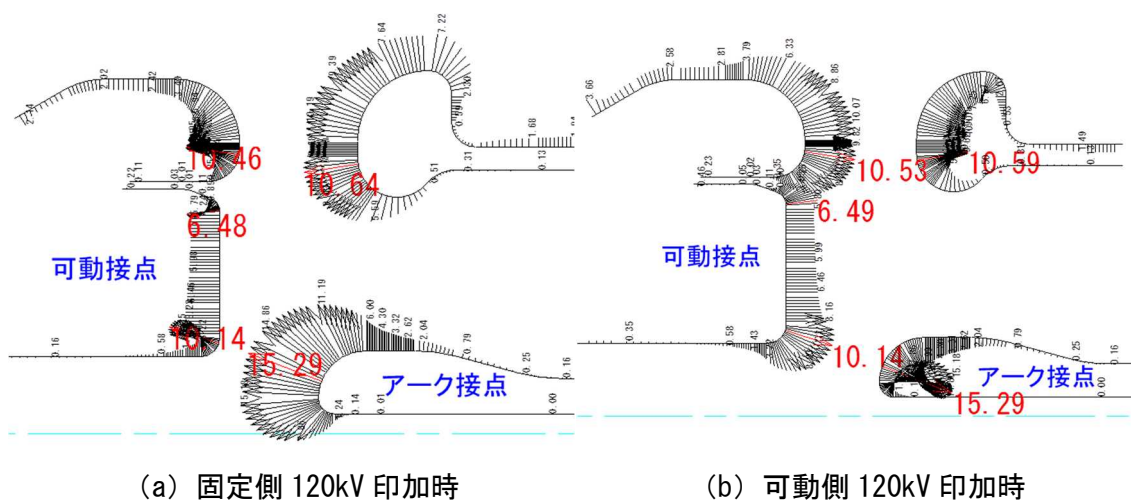
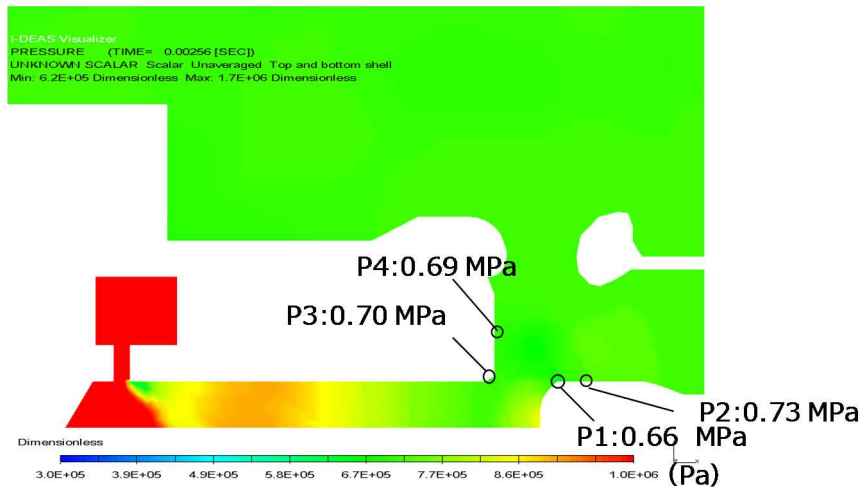
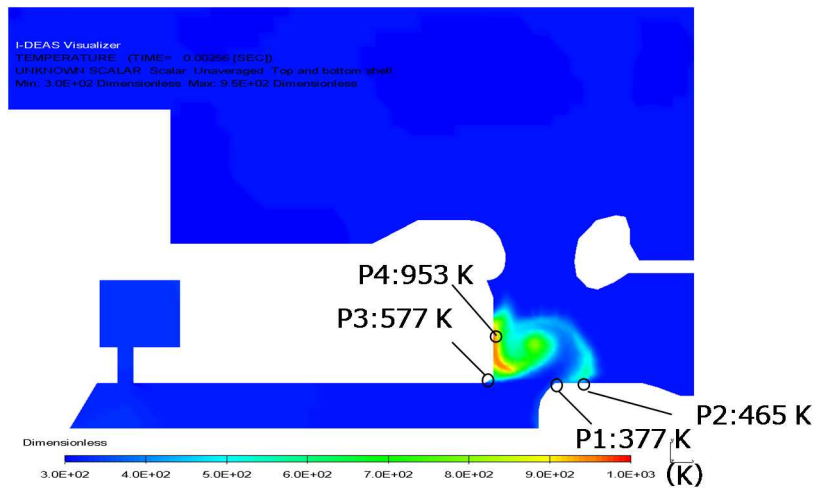


図 3-4-115 電界解析結果

(図 3-4-116) に、断路部極間の温度とガス圧力の解析結果を示す。解析結果において、TIV が印加されるタイミング、つまり電流零点から 0.5ms 後の結果を示している。(図 3-4-116) における P1~P4 の 4 点は、解析結果より絶縁評価上厳しくなると考えられる箇所を示している。



(a) 圧力解析結果



(b) 温度解析結果

図 3-4-116 熱流体解析結果

(表 3-4-12) に、TIV 印加タイミングにおける絶縁破壊電界理論値と計算した電界値を示す。参考までに、(表 3-4-12) には、絶縁破壊電界理論値を $E_{50\%+3\sigma}$ と仮定し、ばらつき σ を (1) 章で示したように 17% として $E_{50\%-2.3\sigma}$ を求めた結果を示している。いずれの点においても電界値は $E_{50\%-2.3\sigma}$ 以下となった。

表 3-4-12 絶縁破壊電界理論値と電界計算値

位置	温度計算値 [K]	圧力計算値 [MPa-abs]	絶縁破壊電界(理論値) [kV/mm]	$E_{50\%-2.3\sigma}$ [kV/mm]	電界計算値 [kV/mm]
P1	377	0.66	46.8	20.5	11.2
P2	465	0.73	41.7	18.3	6.0
P3	577	0.70	32.2	14.1	10.1
P4	953	0.69	19.2	8.4	8.2

以上、断路器構造案に対して熱流体解析、電界解析を実施し、絶縁性能を検討した。その結果、電界計算値は $E_{50\%-2.3\sigma}$ 以下であった。

(5) 断路部を多直列にした場合における電圧平準化のためのコンデンサ容量計算結果

80kV-2 点切の断路部を上位の定格電圧（200kV クラス以上）へ適用させるため、80kV-2 点切の断路部を多直列化した構造について検討する必要がある。（図 3-4-117）のように 2 点切 3 直列断路部の各断路部（DS01～DS06）には極間の浮遊静電容量が存在するとともに、金属架台間の浮遊静電容量も存在する。このように、各断路部（DS01～DS06）極間の浮遊静電容量と金属架台間の浮遊静電容量とがほぼ同じ大きさであると、各断路部（DS01～DS06）には TIV が均等に電圧分担されず、場合によっては各断路部が絶縁破壊し破損してしまう可能性がある。したがって、2 点切 3 直列の断路部において各断路部（DS01～DS06）の TIV を平準化するためには各断路部（DS01～DS06）極間に金属架台間の浮遊静電容量よりも大きな静電容量を挿入する必要がある。

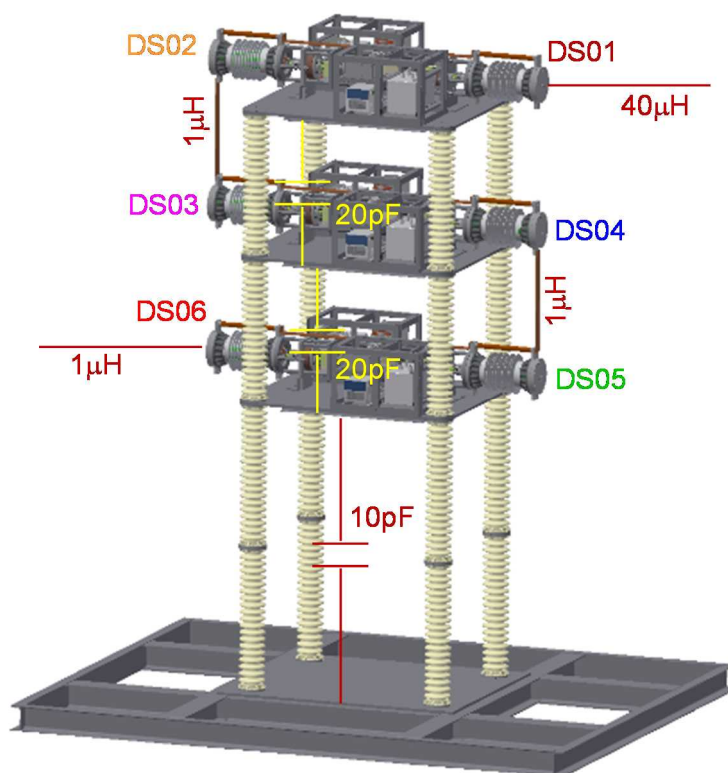


図 3-4-117 2 点切 3 直列断路部の概形

（図 3-4-118）にコンデンサ無しの場合のハイブリッド直流遮断器の回路解析モデルを示す。また、（図 3-4-119）は 1000pF コンデンサを各断路部（DS01～DS06）に並列接続させた場合のハイブリッド直流遮断器の回路解析モデルである。両図ともに（図 3-4-4）に示すハイブリッド直流遮断器を含む回路解析モデルを作成し、地絡事故を発生させてハイブリッド直流遮断器にて遮断した場合の TIV を求めることで、最適なコンデンサの静電容量を求めた。

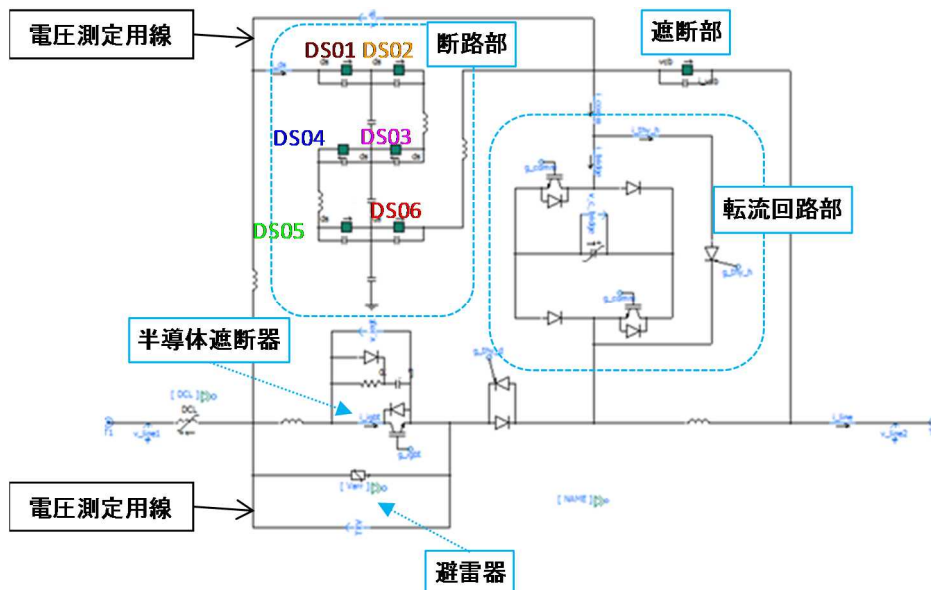


図 3-4-118 ハイブリッド直流遮断器（コンデンサ無し）の回路解析モデル

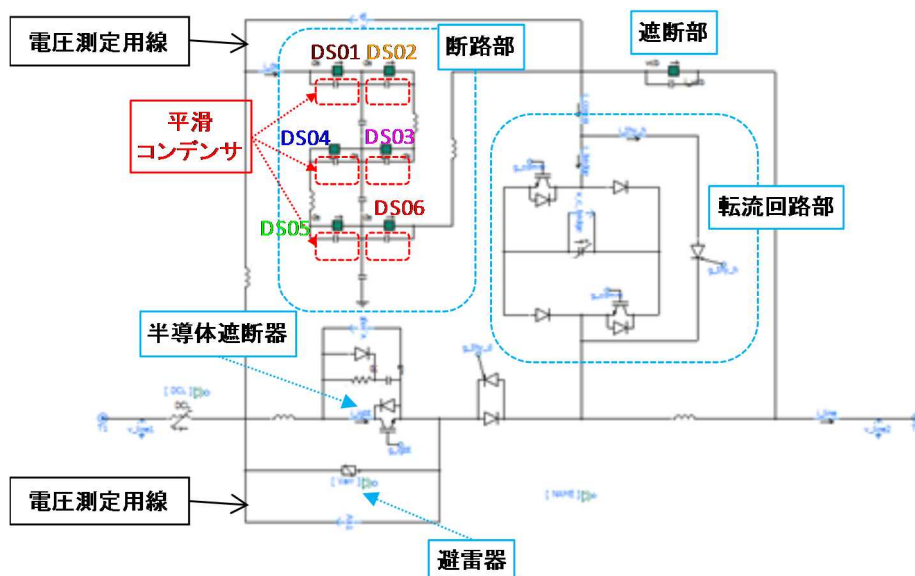


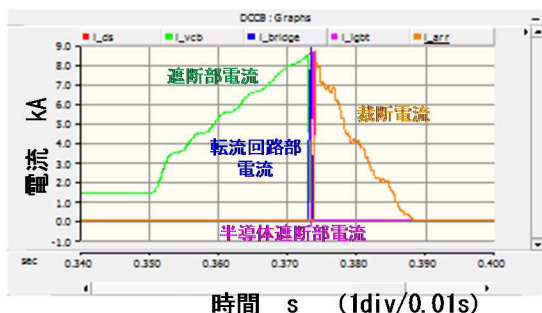
図 3-4-119 ハイブリッド直流遮断器（1000pF コンデンサ有り）の回路解析モデル

(図 3-4-120) にハイブリッド直流遮断器（コンデンサ無し）の解析結果を示す。同図 (a) において遮断部に流れる電流、転流回路部に流れる電流、半導体遮断部に流れる電流、および裁断電流（避雷器で処理される電流）の全ての波形から転流が行われていることがわかる。しかしながら同図 (b) のように、2 点切 3 直列断路部の各断路部（DS01～DS06）には TIV が均等に電圧分担されず DS01 および DS06 に偏って TIV が電圧分担されていることがわかる。このように、(図 3-4-120) では解析上は転流が上手く行われているがあくまで各断路部が過電圧に耐えた場合に限るのであり、実際には DS01 および DS06 が絶縁破壊してしまうものと考えられる。

(図 3-4-121) にハイブリッド直流遮断器（1000pF コンデンサ有り）の解析結果を示す。同図 (a) において全ての電流波形から転流が行われていることがわかる。

また同図 (b) のように、2 点切 3 直列断路部の各断路部 (DS01~DS06) には TIV が均等に電圧分担されていることがわかる。

このことから各断路部 (DS01~DS06) に 1000pF のコンデンサを並列接続させることで、2 点切 3 直列の各断路部 (DS01~DS06) の TIV を平準化することが可能となる。

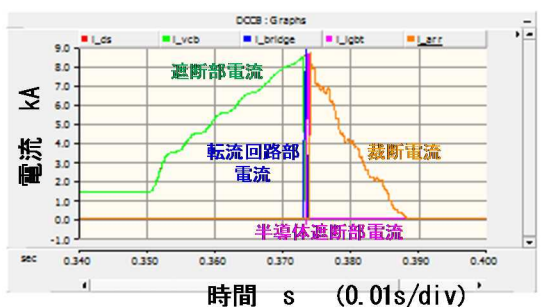


(a) 転流の様子

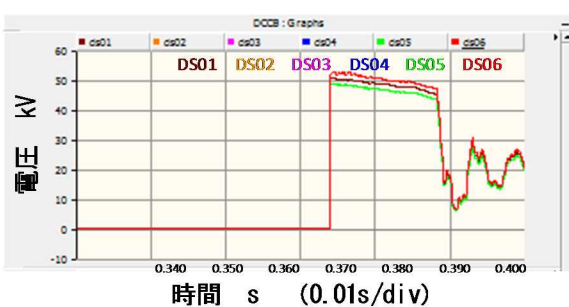


(b) TIV 解析結果

図 3-4-120 ハイブリッド直流遮断器 (コンデンサ無し) の解析結果



(a) 転流の様子



(b) TIV 解析結果

図 3-4-121 ハイブリッド直流遮断器 (1000pF コンデンサ有り) の解析結果

各断路部 (DS01~DS06) に 1000pF のコンデンサを並列接続させることで、2 点切 3 直列の各断路部 (DS01~DS06) の TIV を平準化することが可能となることを回路解析により明らかにした。

参考文献

[1] L. Rothhardt, J. Mastovsky and J. Blaha, "Dielectric strength of SF6 at elevated temperatures", Journal of Physics D: Applied Physics, Volume 14, Number 12, 1981.

(イ) 操作機構の開発

(1) 操作機構部の構成と動作概要

【背景】

ハイブリッド直流遮断器の事故電流遮断シーケンスにおいて、断路部は事故検知&動作指令出力から 3ms 以内に接点を数 10mm 以上開極し、半導体遮断部が事故電流遮断した際に機械遮断部に印加される TIV に耐える必要がある。

そのため断路部の操作機構にも、遮断部と同様に大きな駆動力と高い応答性が要求される。よって断路部の操作機構にも、駆動力が大きく応答性が高い電磁反発力を利用する構成を採用した。断路部は、開路動作および閉路動作共に電磁反発力を利用する。

これは断路部の接点部はスライドコンタクトを採用しており、閉極時も接触子に生じる衝撃力が小さいためである。更に遮断部に比べてストロークが長く、可動部の位置保持に後述するトグルばね機構を採用できたことも理由の一つである。対して遮断部の接点部である真空バルブはバットコンタクトであり、閉極時は接触子どうしが面で衝突するため、閉路動作には電磁反発力に比べて比較的駆動力が小さい磁気吸引力を利用する構成を採用している。またストロークも数 mm であり、可動部の位置保持には、トグルばね機構よりも、磁気吸引力を利用する機構が適当である。但し遮断部も接触子強度を強化し、ストロークを更に長くすると、位置保持にトグルばね機構を採用し、閉路動作に電磁反発力を利用できる。

【概略構成】

接点部を含めた操作機構部の概略構成を（図 3-4-122 操作機構部の概略構成）に示す。閉路状態の断面図を（図 3-4-122）（a）に、開路状態の断面図を（図 3-4-122）（b）に示す。

断路部は接点部と操作機構部に分かれ、接点部はガス接点である。操作機構部は、接点部の接触子を高速に開閉する部位である。

操作機構部は、可動部に開路方向（左側）の駆動力（電磁反発力）および閉路方向（右側）の駆動力（電磁反発力）を発生させる電磁反発部と、可動部の位置保持を行うトグル部とに分かれる。図中の着色部が可動部であり、電磁反発可動部（橙色）とトグル可動部（青色）がある。

2 つの可動部はトグル部のリンクを介して連結されている。トグル可動部のトグルばね受けは、トグルばねによって電磁反発可動部側へ押されており、リンク角度に対応した開閉方向（図中左右方向）の分力を電磁反発可動部へ与える。この開閉方向の分力が電磁反発可動部を閉路状態または開路状態に保持する力であり、位置保持力と呼ぶ。位置保持力は、リンク角度が開閉方向に対して垂直になった位置（中立点）でゼロとなり、リンク角度が大きくなるにつれ増大する。この他に操作機構部には、開路動作及び閉路動作時の制動用オイルダンパや、イ

インターロック用のリミットスイッチ（非図示）が設けられている。

断路部の電磁反発部は、動作時の駆動力（電磁反発力）を発生させる。開路動作では遮断部と同様に、開路用の電磁反発コイルと、銅リングと、駆動電源によって駆動力を発生させる。閉路動作では、開路用の電磁反発コイルに対して銅リングを挟んで反対側に固定された閉路用の電磁反発コイルと、銅リングと接続されたアルミリングと、駆動電源によって駆動力を発生させる。駆動力である電磁反発力の発生原理は開路動作と同じであるが、誘導電流を銅材よりも抵抗の大きいアルミ材に発生させるため、電磁反発力は開路動作に比べて小さくなる。

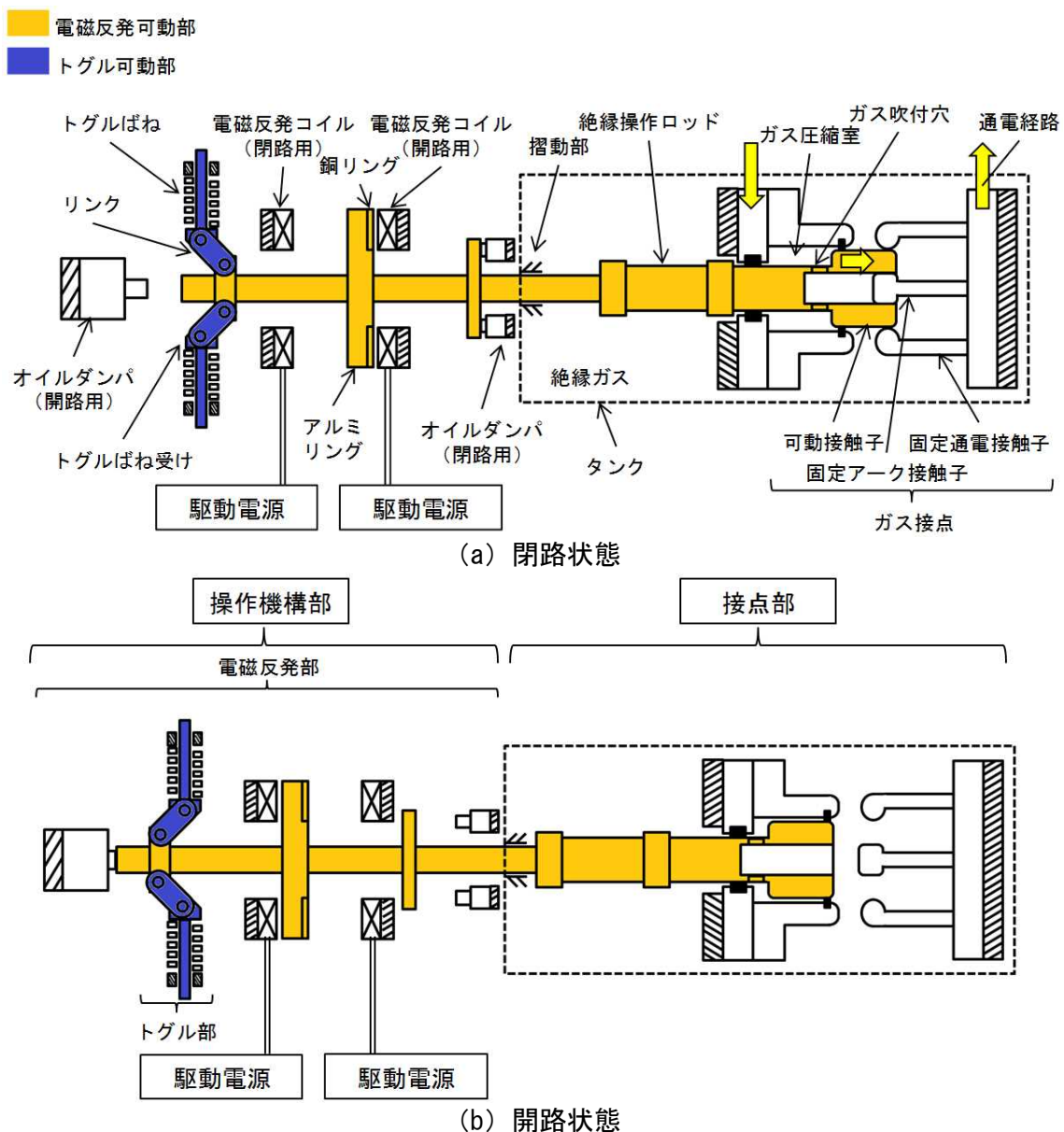


図 3-4-122 操作機構部の概略構成

【開路動作と閉路動作】

(開路動作)

(図 3-4-123) を参照して、開路動作を説明する。

開路動作は、接触子が閉じた閉路状態で、開路用の電磁反発コイルを励磁して開始する。開路用の電磁反発コイルを励磁すると銅リングに電磁反発力が発生し、電磁反発可動部が左方向に動作する。開路動作時はガス圧縮室中の絶縁ガスが圧縮され、アーク接触子に向かって吹付けられる。電磁反発可動部はトグル可動部のリンクが中立点を越えた後に、開路用オイルダンパによって制動されて動作停止し、開路完了する。このとき開路状態の位置保持は、トグル部のトグルばね受けがリンクを介して、電磁反発可動部に左方向の位置保持力を与えることによって維持されている。この状態における位置保持力を開路保持力と呼ぶ。

開路動作

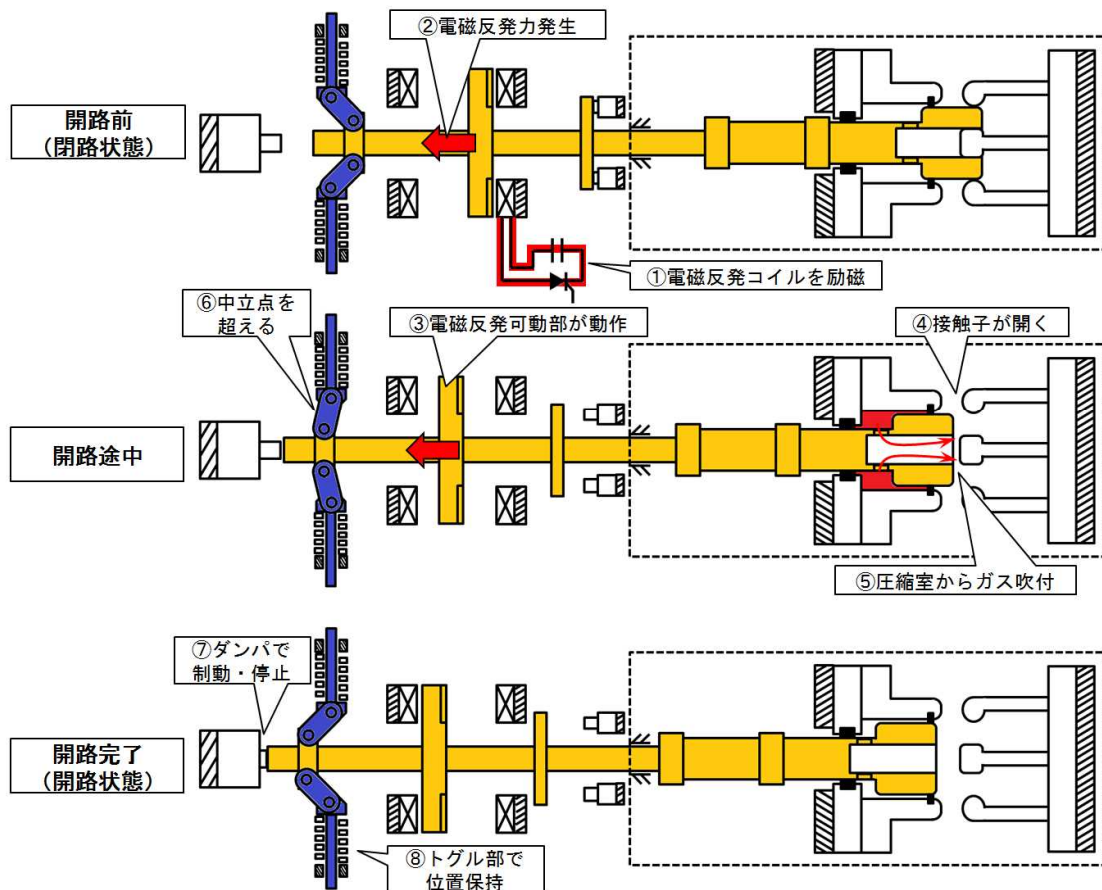


図 3-4-123 開路動作

(閉路動作)

(図 3-4-124) を参照して、閉路動作を説明する。用語に関しては(図 3-4-123) を参照。

閉路動作は、接触子が開いた開路状態で、閉路用の電磁反発コイルを励磁して開始する。閉路用の電磁反発コイルを励磁するとアルミリングに電磁反発力が発生し、電磁反発可動部が右方向に動作する。電磁反発可動部はトグル可動部のリンクが中立点を越えた後に、閉路用オイルダンパによって制動されて動作停止し、閉路完了する。このとき閉路状態の位置保持は、トグル部のトグルばね受けがリンクを介して、電磁反発可動部に図中右方向の位置保持力を与えることによって維持されている。この状態における位置保持力を閉路保持力と呼ぶ。

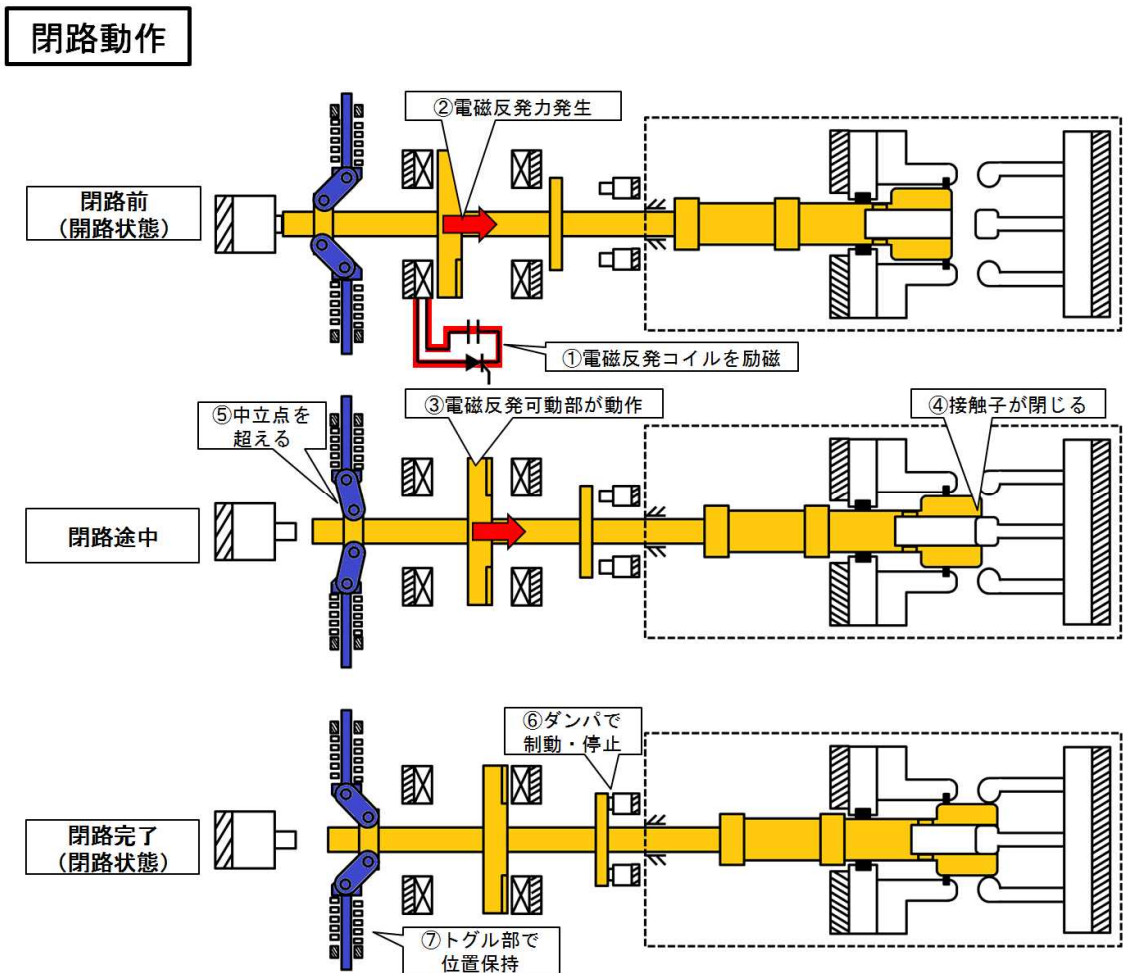


図 3-4-124 閉路動作

【性能検証器】

断路部は、金属タンクを使用した接点性能検証器（一次試作器）を製作し、高速駆動と接点部の耐電圧性能を検証した。性能検証器を（図 3-4-125）に示す。

接点部は検証器の金属タンク内部に絶縁ガスと共に封入されており、操作機構部は金属タンク外側端部のフタに固定されている。接点部は検証器の金属タンク円筒側面に設けた観測窓から目視することができる。断路試験時は、観測窓から接点部に生じるアーク放電の挙動を、高速度カメラによって撮影した。試験条件や結果と撮影データとの比較を行うことで、断路現象の解明や接点部の形状改善を行った。

操作機構部の電磁反発部は（図 3-4-125）の駆動電源から励磁される。この駆動電源は浮遊電位ステージ上への設置に対応したタイプのもではないが、断路部の駆動特性に違いは無い。本駆動電源は電磁反発コイルを励磁するコンデンサに対して並列に、逆電圧防止用のダイオードを接続していない。よって、コンデンサ電圧低下後は逆電圧が発生し励磁電流が振動するが、電磁反発部の駆動特性は逆電圧発生前までの電流波形でほぼ決定するため、動作特性に影響はない。

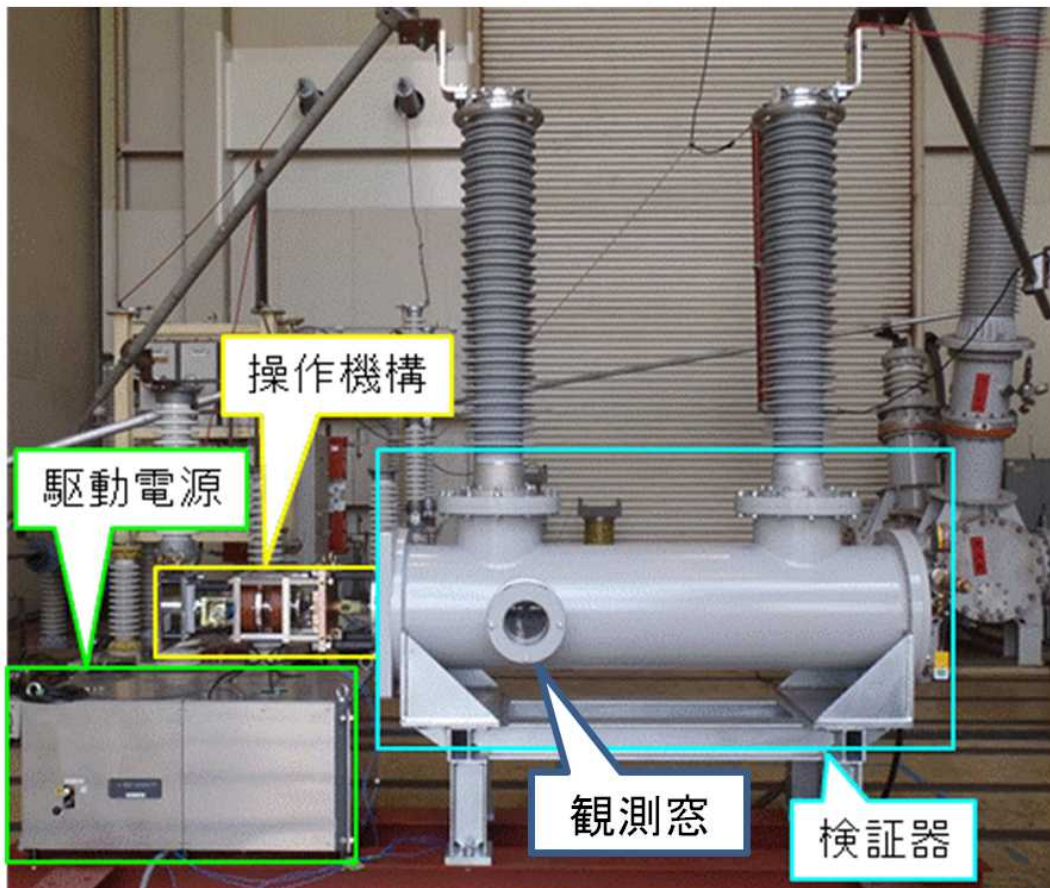


図 3-4-125 断路部性能検証器

(2) 操作機構の駆動電源

ここでは、操作機構部に適用する駆動電源の構成と動作概要を示す。

基本的な構成は、「2)操作機構の開発 (2) 操作機構の駆動電源」で解説した駆動電源と同じである。断路部の駆動電源に要求される主な仕様は下記の通りであり、遮断部とは閉路動作に関する項目が異なる。

- ・ 開路動作： 定格出力電圧…数千V、ピーク電流…数kA
- ・ 閉路動作： 定格出力電圧…数千V、ピーク電流…数kA
- ・ 入力電圧： AC100V
- ・ 操作端末外部信号入力： DC100V
- ・ インターロック回路： 操作機構部の開閉で状態が切り替わるリミットスイッチで判断

以上の仕様を基に、駆動電源及びその操作端末を製作した。断路部の駆動電源は遮断部と同様に、コンデンサ及びその充電装置と、操作端末から出力された光信号に同期して動作するサイリスタスイッチを組み合わせた電源ユニットを2ユニット搭載する。詳細は「2)操作機構の開発 (2) 操作機構の駆動電源」を参照されたい。

(3) 操作機構の機構解析

断路器操作機構の開発にあたり、開路動作及び閉路動作の機構解析モデルを構築。予め機構解析によるシステムの仮想実験を行うことで、応答性や駆動力などの動作特性を最適化した。

機構解析モデルの概略図を（図 3-4-126）に示す。

機構解析モデルは、可動部（電磁反発可動部、トルク可動部）の運動（変位、速度）を計算する力学モデル、電磁アクチュエータ（開路・閉路：電磁反発部）による駆動力（電磁反発力）を計算する電磁気学モデル、オイルダンパによる制動力を計算する油圧モデル、接点部のガス圧縮反力を計算する空気圧モデルに分けられる。

断路器部で追加した空気圧モデルは、電磁気学モデルおよび油圧モデルと同様に、力学モデルで計算した変位と速度を入力として、力（ガス圧縮反力）を出力する。

遮断部と同様に、機構解析モデルは 1D マルチドメインシミュレーションソフトウェア LMS Imagine.Lab AMESim（以下、AMESim）で構築し、動作特性の計算を行った。

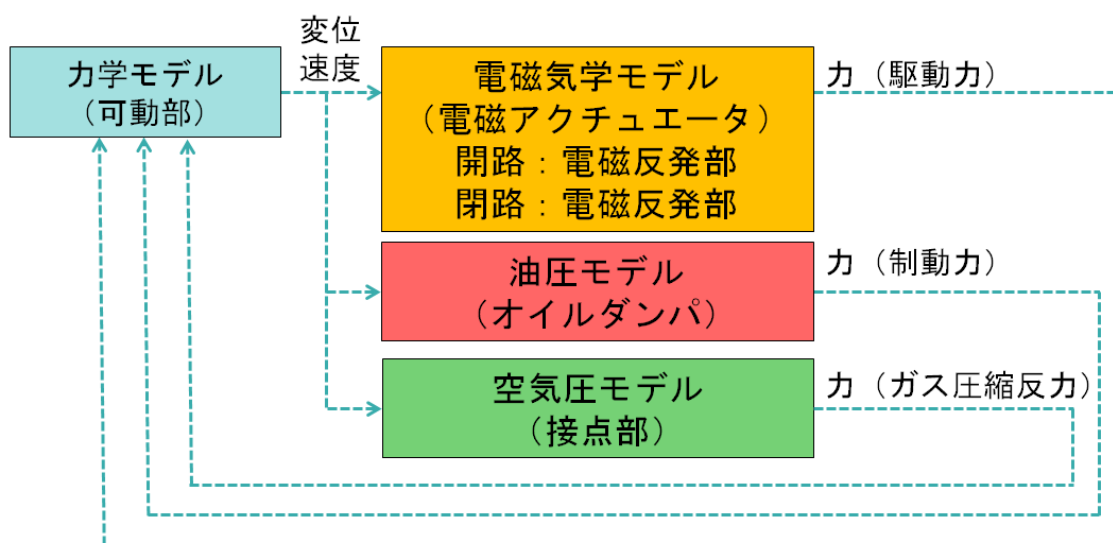


図 3-4-126 機構解析モデル

【力学モデル】

力学モデルの計算フローは遮断部の（図 3-4-44）と同様である。

断路器部操作機構の力学モデルを（図 3-4-127）に示す。

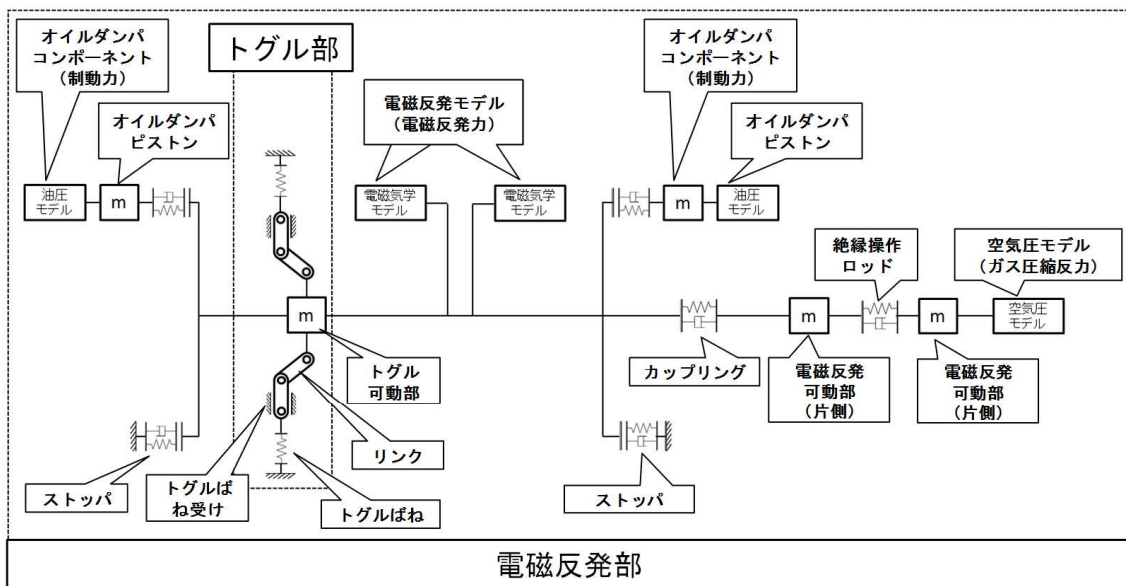
断路器部の可動部は、電磁反発可動部、トグル可動部、トグルばね、オイルダンパのピストンであり、これらを集中質量コンポーネントに置き換える。それらを弾性接続コンポーネントや、弾性接触コンポーネントで接続して、ばね力や弾性力、接触力を模擬した断路器部操作機構の力学モデルを構築する。

電磁気学モデルの電磁反発モデルは、トグル可動部の集中質量コンポーネントと接続される。

油圧モデルのオイルダンパコンポーネントは、ピストンを模擬する集中質量コンポーネントと接続される。ピストンの集中質量コンポーネントは、電磁反発可動部およびトグル可動部の集中質量コンポーネントに対して、弾性接触コンポーネントを介して接続している。

空気圧モデルは、電磁反発可動部と接続される。

トグル可動部は平面リンクコンポーネントと直動ばねコンポーネントと接続され、位置保持力を電磁反発可動部に与える。



- m : 集中質量コンポーネント
- : 平面リンクコンポーネント
- : 弾性接続コンポーネント
- : 直動ばねコンポーネント
- : 弾性接触コンポーネント

図 3-4-127 力学モデル

【電磁気学モデル】

(電磁反発モデル)

断路部の電磁反発モデルは遮断部と同様であり、計算フローも（図 3-4-46）の通りである。但し閉路動作時には、誘導電流をアルミリングに発生させる点異なる（図 3-4-128）。誘導電流が発生するリングを銅リングからアルミリングへと変更すると、リングの回路定数が変化する。これは電磁反発モデルの回路定数を計算する電磁反発コンポーネントに対して、リングの導電率をアルミ材相当に設定することで対応可能である。

電磁反発力の計算手法については遮断部と同じであるため、ここでは説明を省略する。

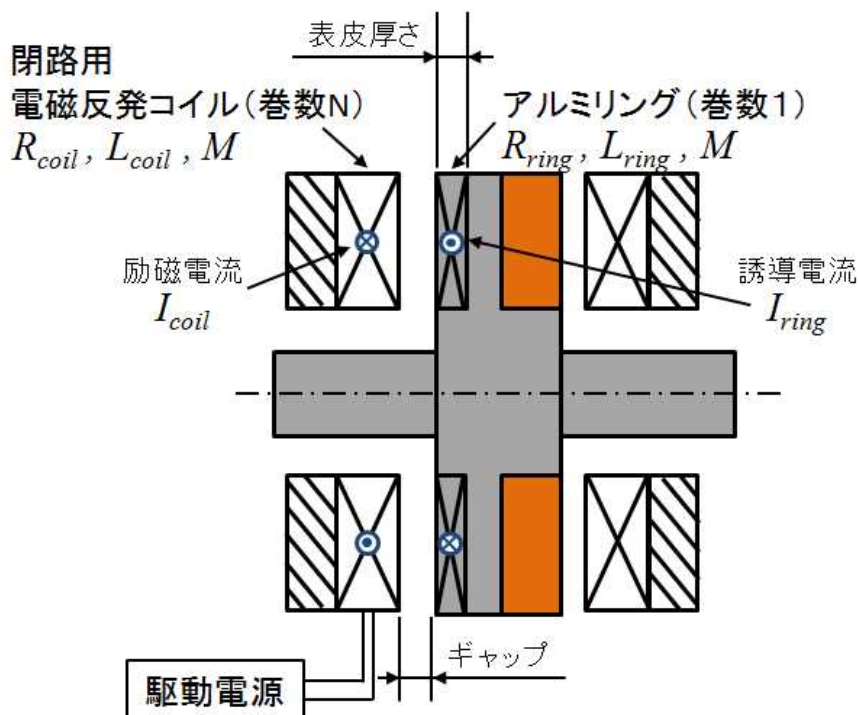


図 3-4-128 電磁反発部の拡大図（閉路動作時）

【油圧モデル】

断路部で使用する油圧モデルは、遮断部と同様である。詳細は遮断部の解説を参照されたい。

【空気圧モデル】

空気圧モデルでは、接点部のガス圧縮反力を計算する。空気圧モデルの計算フローを（図 3-4-129）に、接点部の断面図を（図 3-4-130）に示す。

空気圧モデルは、接点部の可動接触子と接続した電磁反発可動部の位置と速度を入力としてガス圧縮反力を出力する。タンクには接点部と共に絶縁ガスが封入されている。開路動作時にピストンである可動接触子が（図 3-4-130）左側に移動すると、ガス圧縮室の絶縁ガスが圧縮され高圧力となる。するとガス圧縮室とタンクとを連通するガス吹付穴を通して、絶縁ガスが低圧力のタンクへ流出する。

空気圧モデルのピストンコンポーネントは、ピストン移動時にガス吹付穴から流出するガスの流量をガス圧縮室およびタンクへ与え、それぞれの圧力を受け取り、圧力差を計算する。圧力差とピストンの受け圧面積からガス圧縮反力を計算する。空気圧モデルで算出したガス圧縮反力は、力学モデルの電磁反発可動部へと出力され、電磁反発可動部に対して開路動作を制動する方向（図 3-4-130 右側）の力を与える。

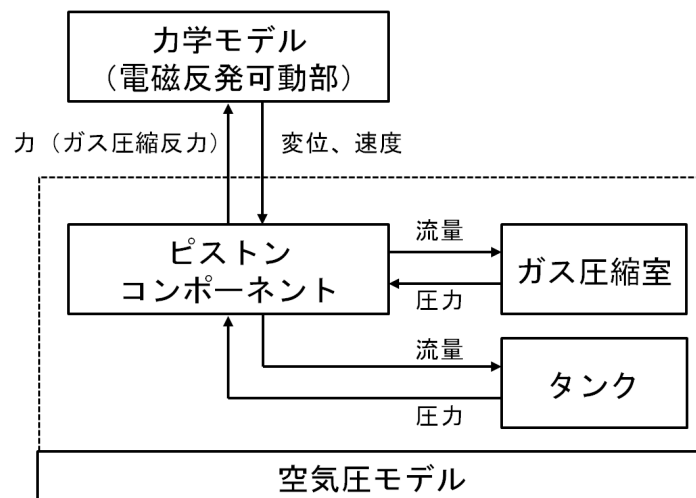


図 3-4-129 電磁空気圧モデルのガス圧縮反力計算フロー

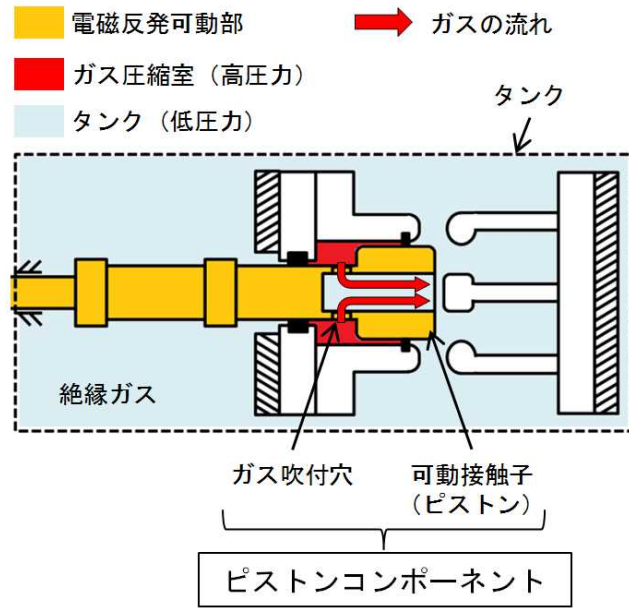


図 3-4-130 接点部の断面図

【AMESim 機構解析モデル】

(図 3-4-131) に、これまで解説した力学モデル、電磁気学モデル、油圧モデル、空気圧モデルを組み合わせて構築した AMESim 機構解析モデルを示す。計算方法は遮断部と同様である。

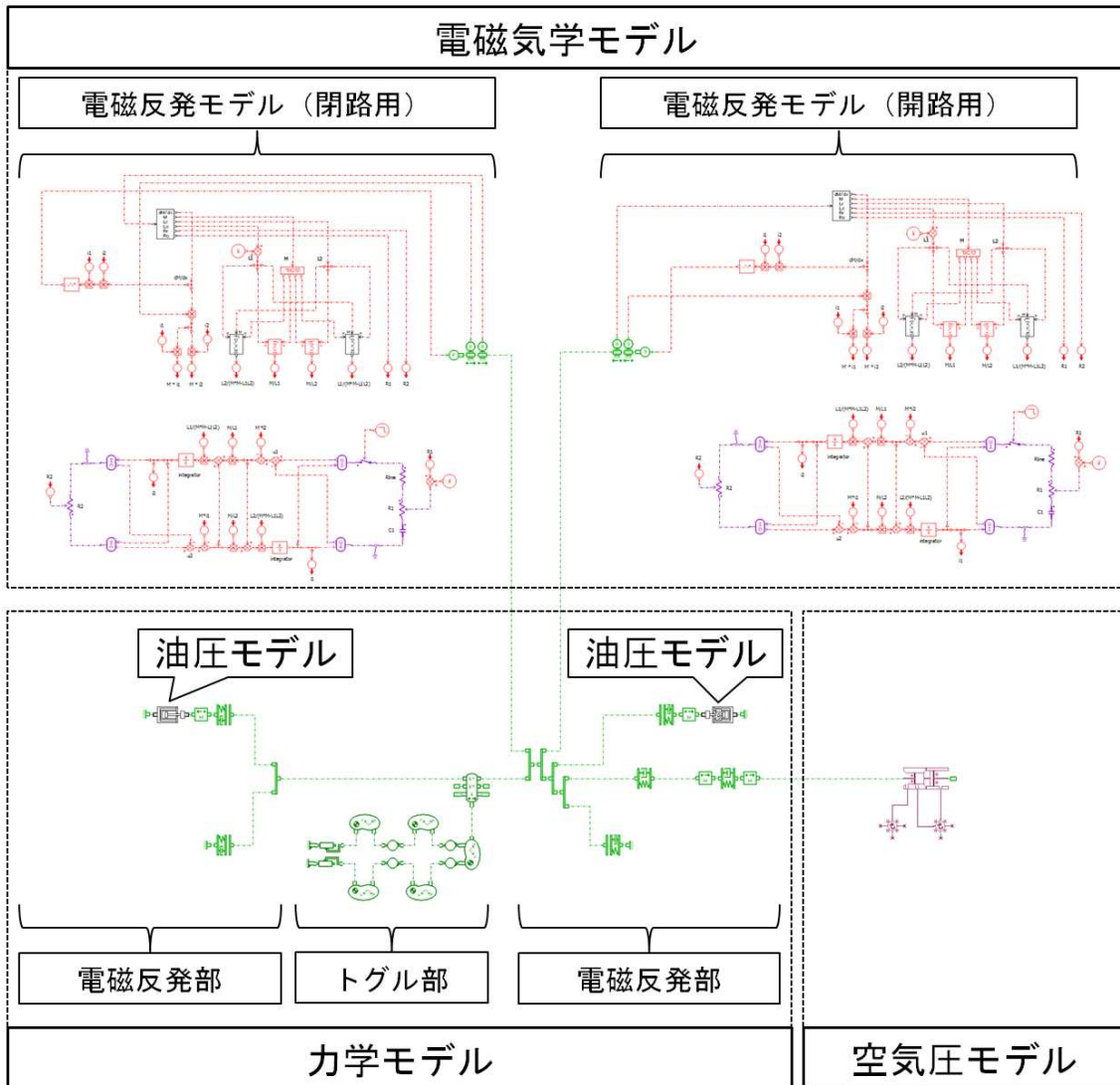


図 3-4-131 AMESim 機構解析モデル

【機構解析結果（開路動作）】

開路動作の解析結果を（図 3-4-132）に示す。（図 3-4-132）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、電磁反発可動部が動作する。電磁反発コイル電流のピーク値は 8.4kA となった。

一方、電磁反発コイルへの励磁開始から、3.0ms 時点での電磁反発可動部の動作は 70.0% となり、100% 動作するまでの時間は 6.0ms となった。またガス接点の可動接触子と一体となっている電磁反発可動部は、100% 動作後に 3.2% の跳ね返りが生じることを確認した。

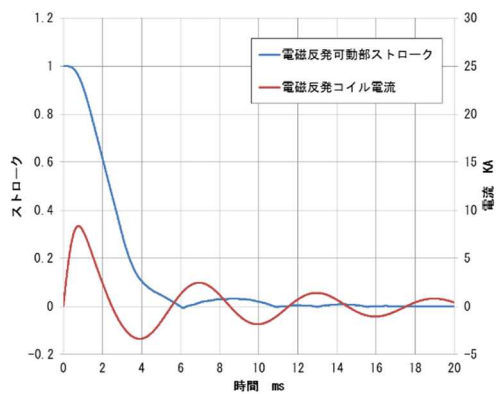


図 3-4-132 機構解析結果（開路動作）

【機構解析結果（閉路動作）】

閉路動作の解析結果を（図 3-4-133）に示す。（図 3-4-133）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、電磁反発可動部が動作する。電磁反発コイル電流のピーク値は 5.7kA となった。

一方、閉路コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 100%動作するまでの時間は 21.7ms となった。解析結果では電磁反発可動部がフルストロークした後、跳ね返ること無く停止している。

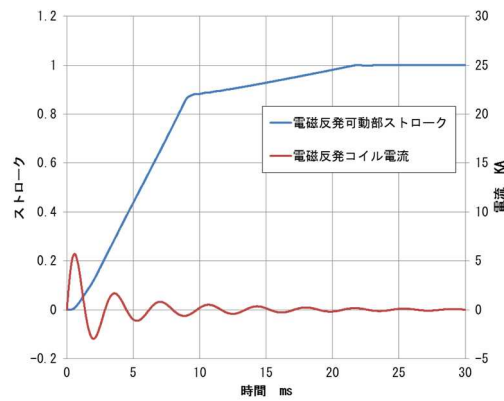


図 3-4-133 機構解析結果（閉路動作）

(4) 断路部の操作試験

操作機構の機構解析結果を基に設計を行い、断路部性能検証器を製作した（図 3-4-125）。断路部は駆動電源と接続して開路動作および閉路動作の操作試験を実施し、機械的特性を確認した。

電磁反発可動部の動作（ストローク）は高速度カメラ（Photron、SA-X）で測定した。可動部動作の測定位置を（図 3-4-134）に示す。電磁反発可動部のストロークは、閉路用オイルダンパとの衝突板で測定した。また電磁反発コイルの電流測定には、駆動電源部の CT（Pearson、MODEL1423）を使用した。測定センサはオシロスコープと接続し、サンプリング周波数は開路動作は 20kHz、閉路動作は 10kHz で測定を行った。

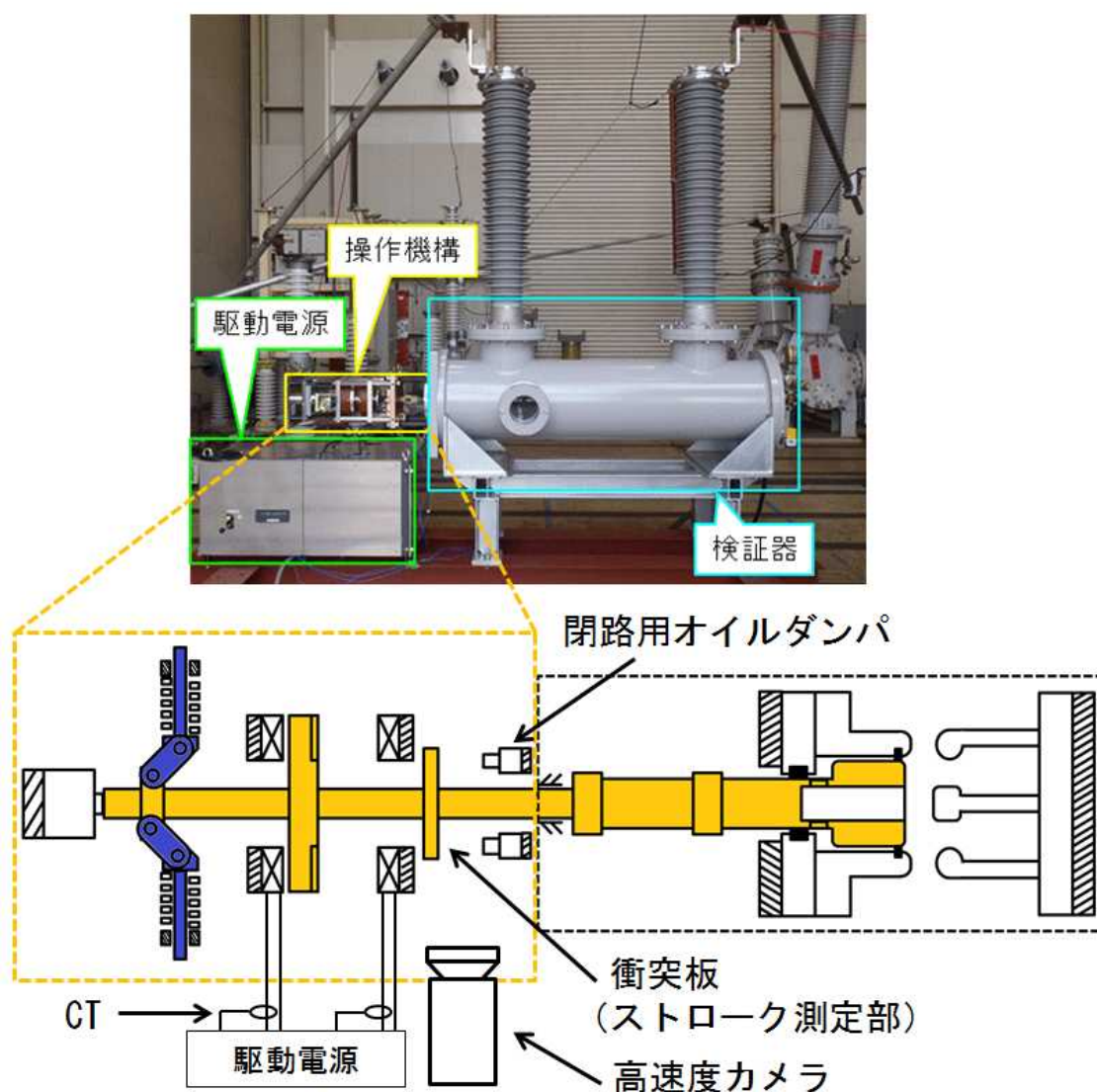


図 3-4-134 可動部動作の測定位置

【操作試験結果（開路動作）】

開路動作の操作試験結果を（図 3-4-135）に示す。（図 3-4-135）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、電磁反発可動部が動作開始している。電磁反発コイル電流のピーク値は 8.7kA となり、解析結果 8.4kA に対してほぼ一致した。

電磁反発コイルへの励磁開始から、3.0ms 時点での電磁反発可動部の動作は 69.6% となり、解析結果 70.0% とほぼ一致した。一方、電磁反発可動部が 100% 動作するまでの時間は 5.4ms となり、解析結果 6.0ms に対して 0.6ms 短くなった。またガス接点の可動接触子と一体となっている電磁反発可動部は、100% 動作後に 8.0% の跳ね返りが生じ、解析結果 3.2% に比べ 4.8% 大きくなった。この機構解析との差は、機構解析ではオイルダンパ固定部の弾性変形を考慮していないことと、油圧モデルにおいてオイルを非圧縮性流体として扱っていることが原因だと考えられる。但し、接点部の設計では跳ね返りを 20% まで許容する設計としているため問題ない。

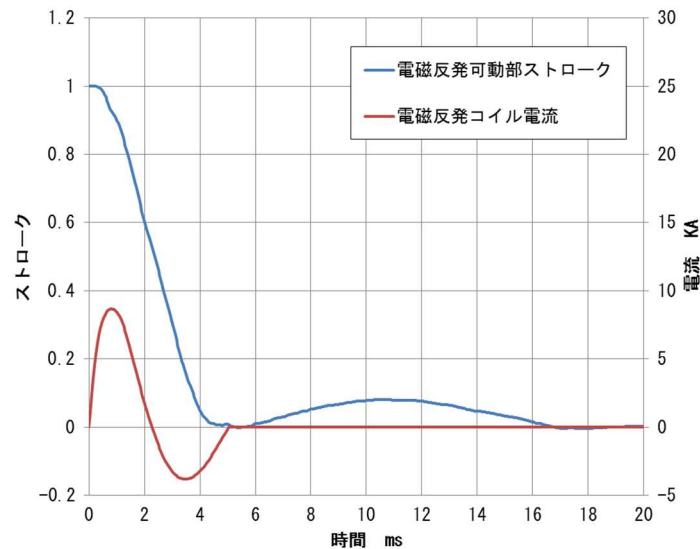


図 3-4-135 操作試験結果（開路動作）

【操作試験結果（閉路動作）】

閉路動作の操作試験結果を（図 3-4-136）に示す。（図 3-4-136）は電磁反発可動部のストロークと、電磁反発コイルの電流を示している。ストロークは全移動量で正規化している。

サイリスタスイッチを ON した直後から電磁反発コイルに電流が流れ、電磁反発可動部が動作開始している。電磁反発コイル電流のピーク値は 6.1kA となり、解析結果 5.7kA に対してほぼ一致した。

一方、電磁反発コイルへの励磁開始から、電磁反発可動部が 100%動作するまでの時間は 25.5ms となり、解析結果 21.7ms に対して 3.8ms 長くなった。この機構解析との差も開路動作と同様に、機構解析ではオイルダンパ固定部の弾性変形を考慮していないことと、油圧モデルにおいてオイルを非圧縮性流体として扱っていることが原因だと考えられる。試験結果においても、電磁反発可動部がフルストロークした後、跳ね返り無く停止していることを確認した。

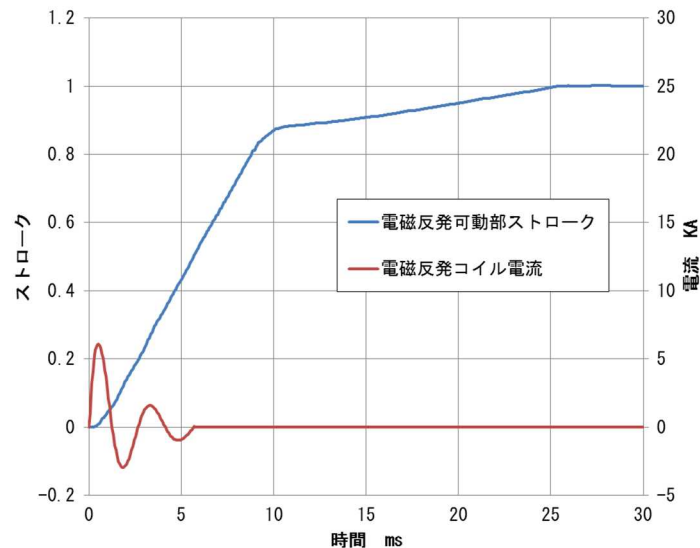


図 3-4-136 操作試験結果（閉路動作）

(ウ) 断路試験結果

(1) 試験方法およびパラメータについて

本委託事業で提案するハイブリッド直流遮断器の開発において、事故電流遮断過程で機械遮断部の断路部は、アーク消弧から半導体遮断部による電流遮断までに絶縁回復を達成しなければならない。この断路部に課せられる責務の中には、アーク消弧によって電流通電を終えてから、半導体遮断部が電流遮断することによって TIV 電圧が発生するまでの間、電流電圧が発生しない絶縁回復時間 (Δt) というものが存在する (図 3-4-137)。この絶縁回復時間を加味した耐電圧性能の検証は、従来の交流用遮断器及び断路器の開発では行われていない。従って、数十 kV ユニット器での組合せ試験を実施する前に、断路部単体にて断路性能を試験する必要がある。

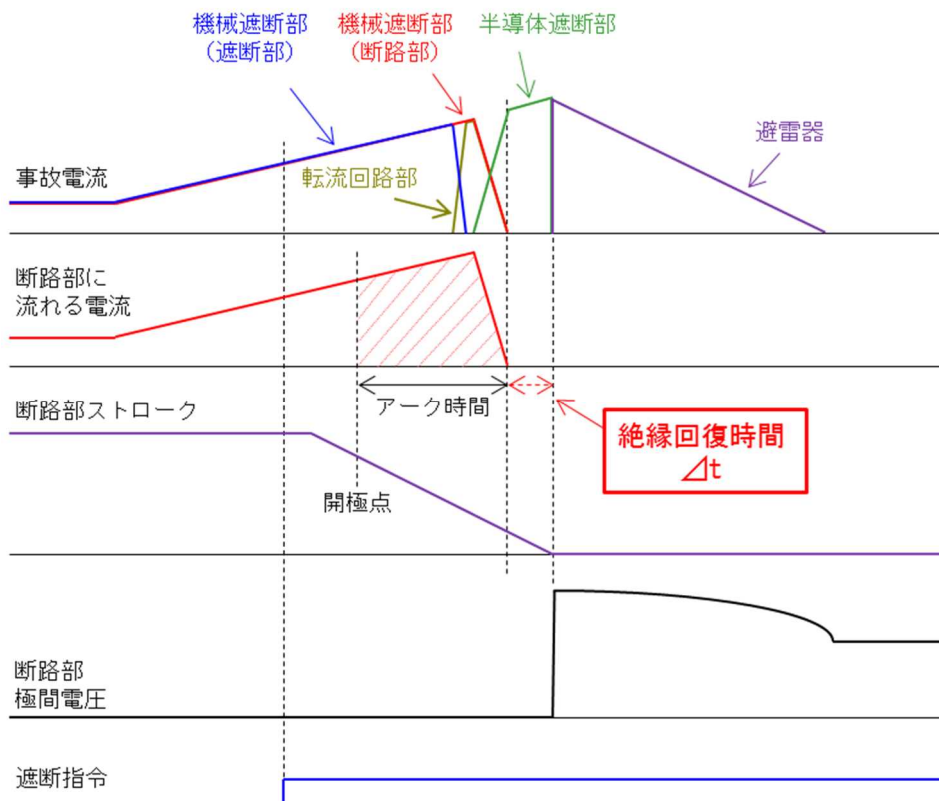


図 3-4-137 断路部の事故電流遮断過程

今回、(d) ii 章で述べる試験回路および方法を用いて、断路部性能検証器 (80kV/unit) による断路試験を実施した。試験の様子を (図 3-4-138) に示す。試験時は観測窓からアークを高速度カメラによって撮影し、挙動を観測した。

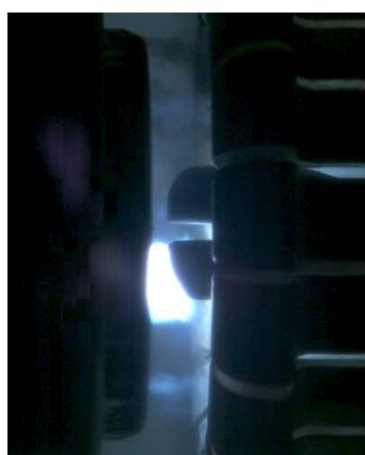
ハイブリッド直流遮断磁器の目標遮断時間 3ms に対して、断路部の初期設計仕様は裕度を持ち、遮断時間 3ms 時点で TIV 波高値 (120kV) に耐え得ることとしている。このとき、遮断時間 3ms 時点で断路部の可動接触子が 100%動作完了し、絶縁回復時間を 0.5ms とした場合、断路部の接点部で発生するアークエネルギーは 422.7J と計

算できる。アークエネルギーは、開極距離 1mm あたり 15V のアーク電圧が生じると仮定して算出した。

以上より試験条件を下記のように定め断路試験を実施した。

- ・ 裁断時間：3.4ms（詳細は下記参照）
- ・ TIV 波高値：120kV 以上
- ・ アークエネルギー：422.7J 前後（裁断時間 3ms 相当）
- ・ 絶縁回復時間：0.1～1.0ms（試験パラメータ）
- ・ TIV 印加時の操作機構移動量：全ストロークの 80%

本試験では、設計上断路完了に必要な操作機構移動量であるストローク 80%に達した時点（裁断時間 3.4ms）で TIV を印加する。但し、アークエネルギーは裁断時間 3ms 相当のエネルギーを発生させ、TIV 印加時の接点部における温度分布を等価にしている。どちらの場合でも、目標裁断時間 3ms に対しては十分な裕度をもっている。



高速度カメラの撮影画像

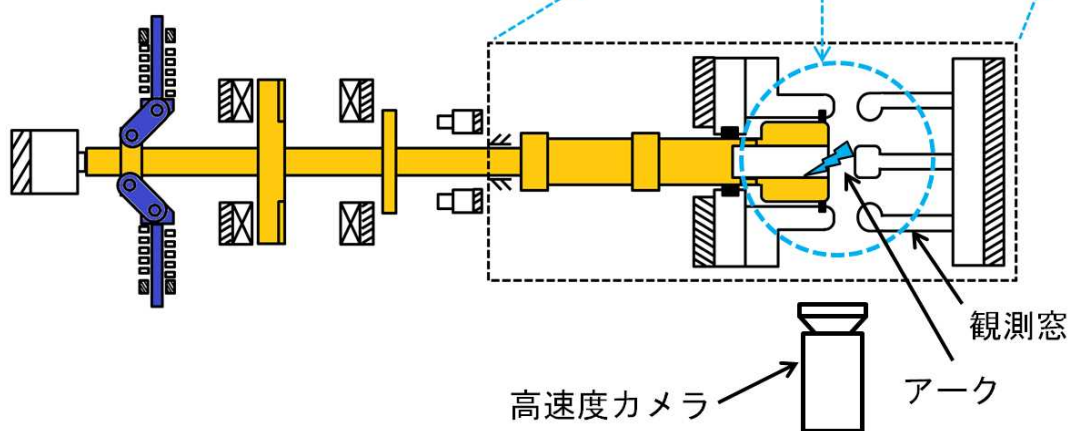
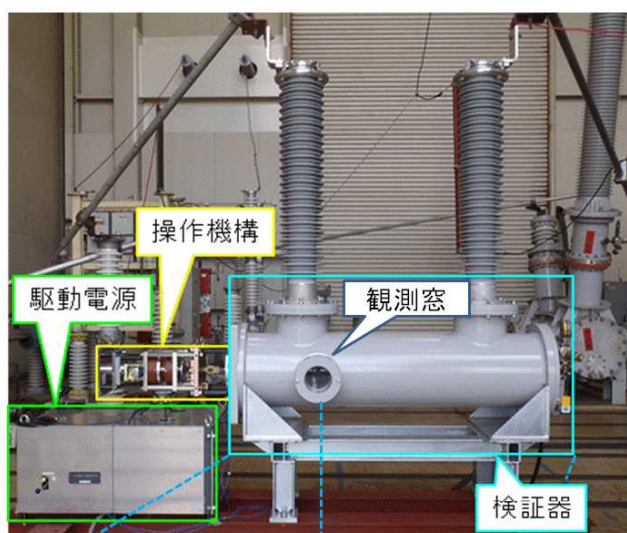


図 3-4-138 断路部の断路試験状況

(2) 試験結果

a. 試験波形の確認

・ 断路成功の場合

(図 3-4-139) に断路試験における実測波形例を示す。本条件で断路部は、断路成功している。断路部が開極点を迎えてから 1.26ms の間アークが発生しており、その間 429.4J ものエネルギーが発生している。また、アーク消弧後は絶縁回復時間 $\Delta t = 0.47\text{ms}$ 後に TIV 波高値 120kV の極間電圧を印加しており、アークの再点弧により極間電圧が低下することなく、断路成功している。

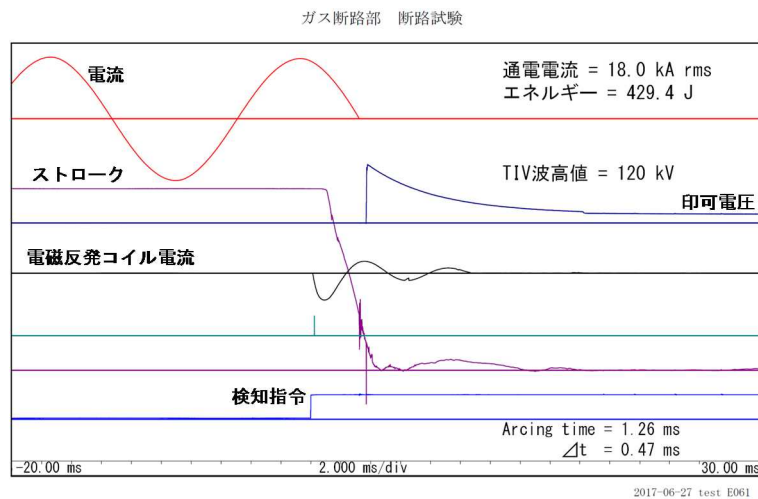


図 3-4-139 断路試験結果 (断路成功)

・ 断路失敗の場合

(図 3-4-140) に断路試験における実測波形例を示す。本条件で断路部は、断路失敗している。断路部が開極点を迎えてから 1.28ms の間アークが発生しており、その間 402.6J ものエネルギーが発生している。また、アーク消弧後は絶縁回復時間 $\Delta t = 0.18\text{ms}$ 後に TIV を印加しているが、アークの再点弧が TIV84kV 時点で発生し、極間電圧が低下して断路失敗している。

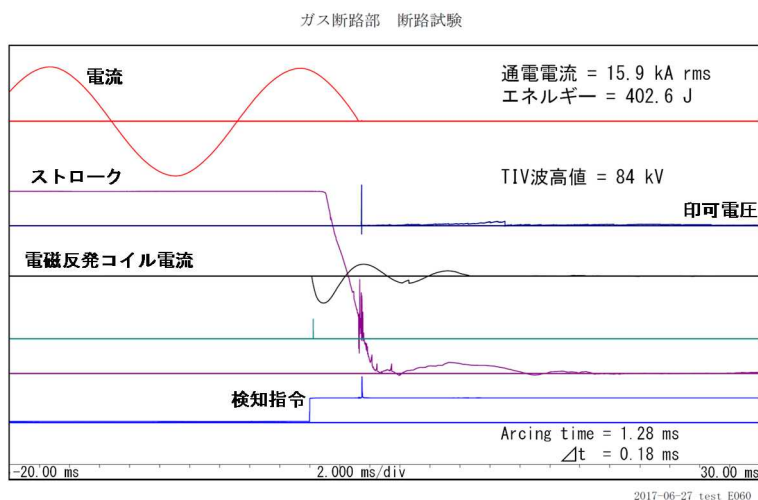


図 3-4-140 断路試験結果 (断路失敗)

b. 絶縁回復時間—耐電圧特性

(図 3-4-141) に、断路部の絶縁回復時間—耐電圧特性を示す。本試験では上記の試験条件で断路試験を 33 回実施し、29 回断路成功し、4 回断路失敗した。結果を絶縁回復時間の範囲で整理すると下記の通りになり、絶縁回復時間が断路性能に対して大きく影響していることが分かる。

- ・ $0.4\text{ms} \leq \text{絶縁回復時間}$: 断路成功 100% (19 回/19 回中)
- ・ $0.2\text{ms} < \text{絶縁回復時間} < 0.4\text{ms}$: 断路成功 73% (8 回/11 回中)
- ・ $\text{絶縁回復時間} < 0.2\text{ms}$: 断路成功 0% (3 回/3 回中)

よって性能検証器 (80kV/unit) は絶縁回復時間が 0.4ms 以上であれば、裁断時間 3.4ms (遮断時間 5.4ms) で 120kV の TIV を断路可能であることを確認した。

また断路部に与えたアークエネルギーは裁断時間 3.0ms (遮断時間 5.0ms) 相当であり、裁断時間 3.0ms 時に操作機構移動量が全ストロークの 80% となれば、裁断時間 3.0ms (遮断時間 5.0ms) で 120kV の TIV を断路できる可能性があると考えられる。

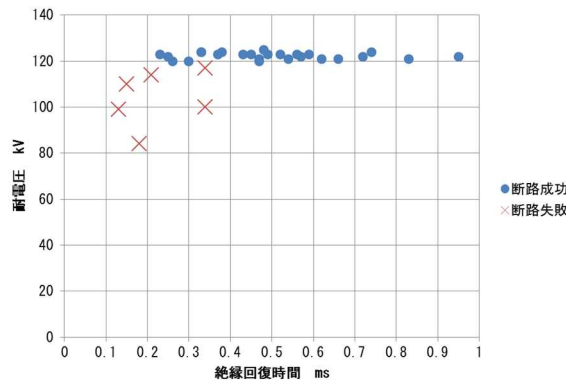


図 3-4-141 断路部の絶縁回復時間—耐電圧特性

(図 3-4-142) に、断路成功時 (絶縁性能回復時間 0.45ms) の高速度カメラ撮影画像を、(図 3-4-143) に、断路失敗時 (絶縁性能回復時間 0.15ms) の高速度カメラ撮影画像を示す。

どちらの図でも、アークは可動接触子と固定アーク接触子間で発生しており、固定通電接触子から固定アーク接触子への転流が成功していることが分かる。可動接触子が固定アーク接触子から離れるにつれアークが伸びているが、絶縁ガスの吹付けにより固定通電接触子側へアークが伸びることは無く、固定通電接触子周囲の絶縁性能低下は抑えられている。

(図 3-4-142) の断路成功時の場合は、操作指令出力から 2.95ms 時点でアークが消弧され、0.45ms の絶縁回復時間の後に TIV が印加されるも、再点弧することなく断路成功している。

(図 3-4-143) の断路失敗時の場合は、操作指令出力から 3.25ms 時点でアーク

が消弧され、0.15ms の絶縁回復時間の後に TIV が印加されると、可動接触子と固定アーク接触子の間で再点弧が発生し、断路失敗している。

断路失敗する場合も固定通電接触子からは再点弧が発生しておらず、アークの発生位置を耐アーク性能が高い固定アーク接触子と可動接触子の間でコントロールできていることが分かる。

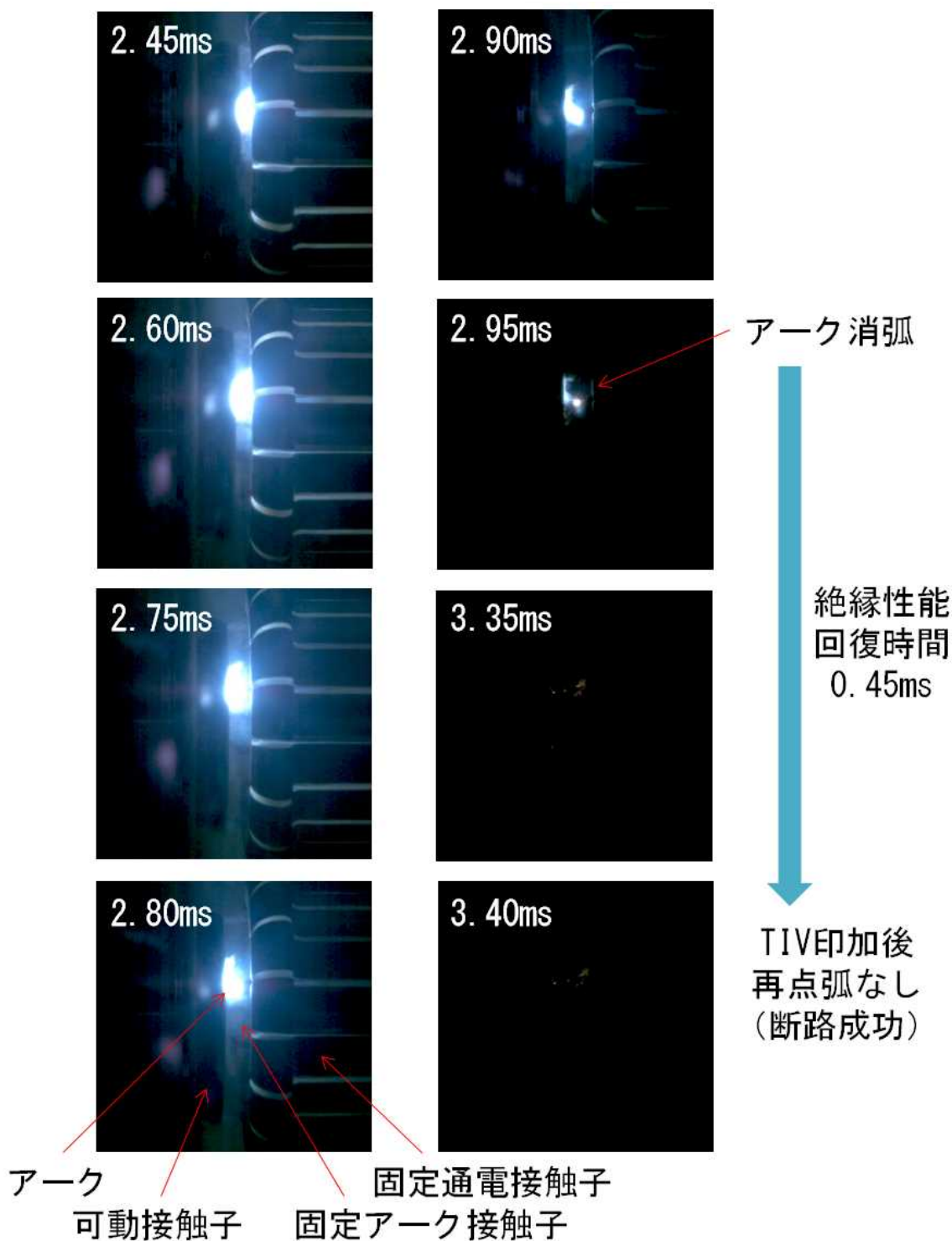


図 3-4-142 高速度カメラ撮影画像 (断路成功時)

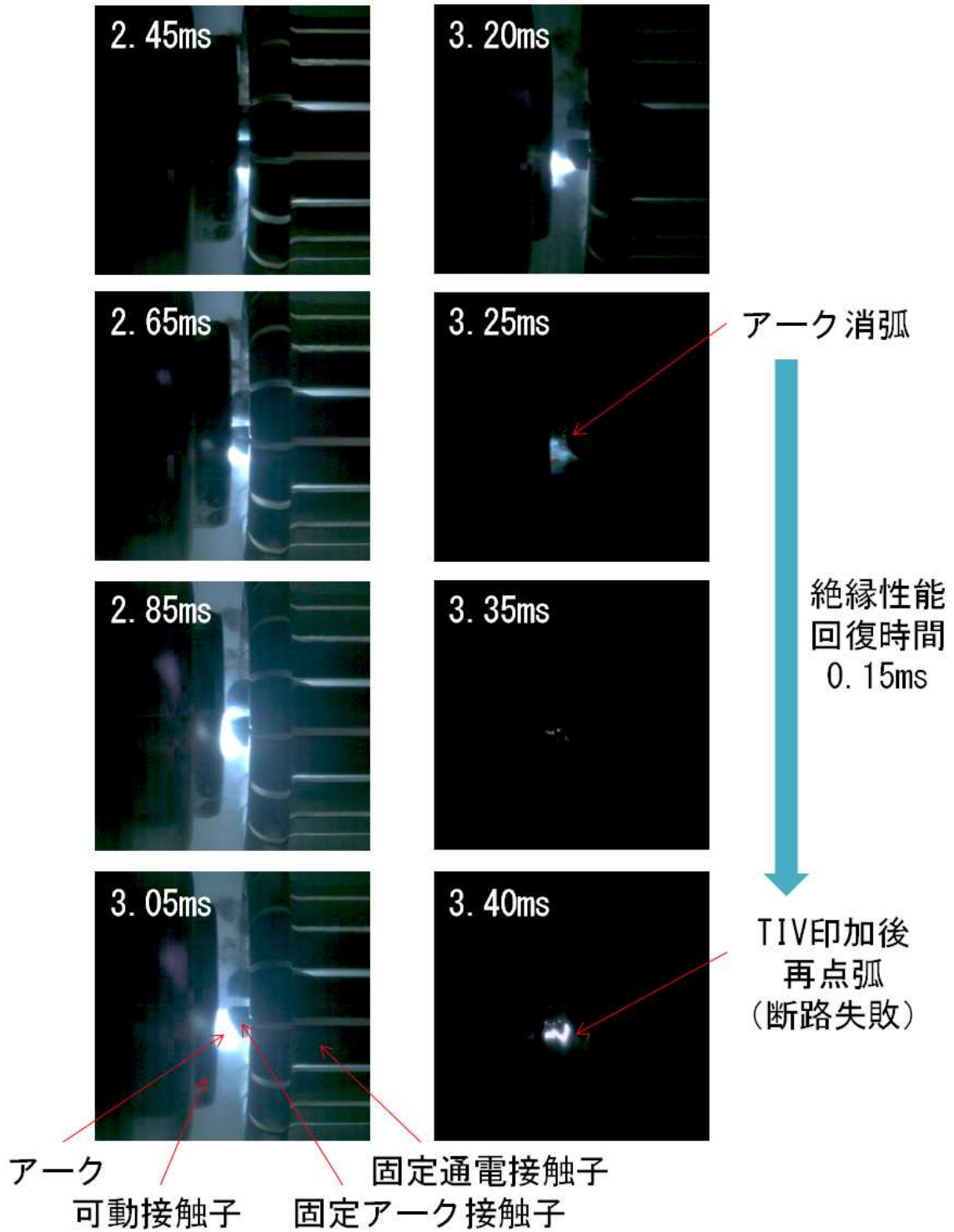


図 3-4-143 高速度カメラ撮影画像 (断路失敗時)

(エ) 断路部の信頼性向上と高電圧化

(1) 碍子形断路部の構成

(図 3-4-144) に碍子形断路部の構成図を示す。同図の左側は試作器を示している。右側は 3D モデル図を示している。架台は地面との絶縁を確保する 4 本の碍子とその上に固定される大板から構成される。碍子形断路部は大板に配置される。接点部は碍管とその内部に配置された接触子から構成される。(図 3-4-144) は 80kV-2 点切り断路部ユニットであり、上位の定格電圧には同じユニットを積み上げて対応させることができる。各接点部の電圧分担を均一化させるためのコンデンサを接点部と並列に配置する構成となっている。

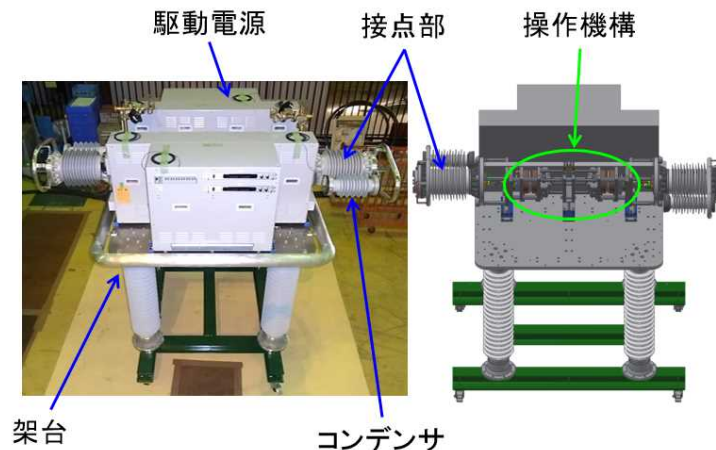


図 3-4-144 碍子形断路部の構成図

(2) 駆動電源の信頼性向上

遮断部と同様に、断路部用にも信頼性向上型の駆動電源を製作した。基本的な構成は I (a) i (エ) (1) 章と同一である。断路部は遮断部よりも高い駆動エネルギーが要求されるため、コンデンサユニットの静電容量と充電電圧が、遮断部用よりも数 10%大きくなっている。詳細は I (a) i (エ) (1) 章と同一であるため省略する。

(3) 接点部の信頼性向上

【背景】

ガス断路部の耐電圧性能向上に関するより詳細な現象解明のために、供試ギャップ (Gs) を (図 3-4-98) の棒-平板電極から (図 3-4-145) に示す供試電極モデルに変更して接点部の絶縁破壊の基礎データを取得した。

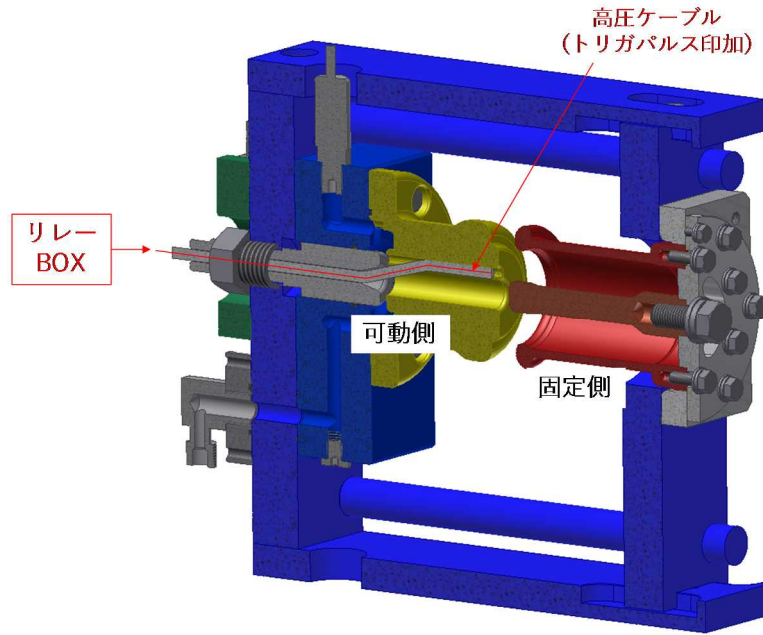


図 3-4-145 供試電極モデル

【方法】

(図 3-4-146) に全体の試験回路構成を示す。(図 3-4-146) では直流 (DC) 電圧で供試ギャップ (G_s) をフラッシュオーバ (F0: Flashover、絶縁破壊による放電) させてプレアーク電流を流すための回路と、プレアーク電流消滅後に遅延装置 (Stanford Research Systems、DG645) で時間を遅延させて LI 電圧を印加する回路とからなる。まず直流電圧源 (NICHIKON CORPORATION: DCG-200K10H) により電流供給用コンデンサ (C_1) を $V_{DC}=120kV$ まで充電する。電流供給用コンデンサ (C_1) には並列に充電電圧を均等化するための抵抗 $100M\Omega$ を挿入した。任意の電圧 (V_{C1}) まで充電されたら、(図 3-4-146) に示すリレーBOX を用いて供試ギャップ (G_s) にトリガパルスを注入しプレアーク発生させる。この際に発生するプレアーク電流のピーク値および減衰時定数は電流供給用コンデンサ (C_1) とアーク電流調整抵抗 (R_2) によって決定される。プレアーク電流は変流器 (CT) (PEARSON: MODEL 110A) により検出しオシロスコープ (YOKOGAWA: DLM2054) で記録した。

ここで、リレーBOX を用いたトリガパルス発生回路の動作を説明する。(図 3-4-146) において、トリガパルス発生用コンデンサ (C_p) を任意の電圧 (V_{cp}) まで充電しておく。次に、ガス封入リレー (Kilovac、K61C8) の接点を切り替えることでコンデンサを放電させ、その先に接続された高電圧ケーブルを(図 3-4-145) のようにタンク内の供試ギャップ (G_s) の可動接点側まで引き込み、可動側電極にトリガパルスを注入する。

次に遅延装置を用いて所要の遅延時間をもってインパルス発生装置 (東京変圧器: 1.2MV-IG) 内部のトリガギャップ (G_a) をトリガさせると、数百 μs 遅れて分離ギャップ (G_b) でも放電するため供試ギャップ (G_s) に LI 電圧が印加される。

この供試ギャップ (Gs) が (図 3-4-145) の供試電極モデルに相当する。

今回は V_{LI} (=ガス断路部接点に印加される LI 電圧値) の電圧校正時のみ高電圧プローブ (EP-100K、日新パルス電子) を接続し、実際のプレアーク誘発時には直流電圧 $V_{DC}=120kV$ が印加されるため、耐電圧値が $100kV$ に制限される高電圧プローブを未接続にした。なお、試験タンク圧力 (背後圧力) P_b は $0.20 MPa-abs$ ($0.10 MPa-g$) とした。

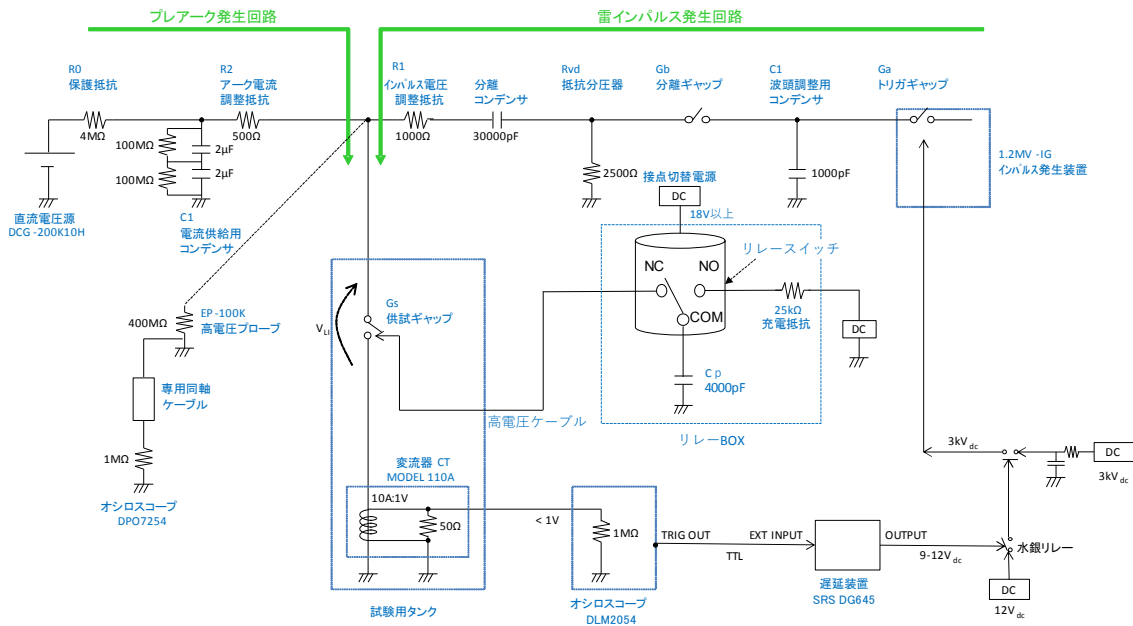


図 3-4-146 試験回路構成

【結果】

プレアーク有り & SF₆ ガス吹き付け無しの場合の $V_{LI}-\Delta t$ 特性 (ギャップ長 15mm) を (図 3-4-147) に示す。●印は NF0、×印は F0 である。

< Δt >

Δt が長いほどプレアークの影響が少なくなるため、 V_{LI} は NF0 (●印) が維持される。逆に Δt が短くなるとプレアークの影響が出始めるため、耐電圧性能が低下し V_{LI} は F0 (×印) してしまう。この傾向は 3 種類のどの V_{LI} ($100kV$ 、 $75kV$ 、 $50kV$) でも同じである。

< V_{LI} >

(図 3-4-147) および後述の (図 3-4-148) ではこれら 3 種類の電圧値の F0/NF0 データをもとに F0 領域、NF0 領域、および F0/NF0 混在領域に分けて図示した。本来、F0 領域は「F0 確率 95%以上」、NF0 領域は「F0 確率 5%以下」のように定量化した上で図示すべきであるが、横軸 Δt に対して F0 確率を提示するためには数百回~数千回の LI 印加回数が必要となり非現実的である。そのため概略の領域分割とした。 V_{LI} が高いほど F0 領域が支配的になり、逆に V_{LI} が低

いほど NF0 領域が広がってくる等、 V_{LI} が接点部の耐電圧絶縁性能に及ぼす影響も予想通りの結果が得られている。

<接点間距離>

今回のギャップ長 15mm の場合（図 3-4-147）をギャップ長 8mm の場合、およびギャップ長 3mm の場合と比較すると、固定側－可動側電極間のギャップ長を 3mm→8mm→15mm と延伸したことで NF0 領域が開発目標値（ $\Delta t=0.5\text{ms}$ 、 $V_{LI}=120\text{kV}$ ）側へ広がってきた。特に、今回のギャップ長 15mm の場合（図 3-4-147）では、 $V_{LI}=50\text{kV}$ 、 75kV において初めて $\Delta t=0.5\text{ms}$ での NF0（●印）が現れた結果となっている。したがって、ギャップ長を延伸させたことで残留イオンや金属溶融粉に起因する耐電圧性能低下が緩和されていることは疑いの余地はなく、過去のギャップ長 8mm およびギャップ長 3mm のデータも含めて実験結果的には正しい現象が得られていると言える。

<SF₆ ガス吹き付け有無>

プレアーク有り & SF₆ ガス吹き付け有りの場合の V_{LI} － Δt 特性（ギャップ長 15mm）を（図 3-4-148）に示す。（図 3-4-147）と（図 3-4-148）を比較すると、F0 領域、NF0 領域、および F0/NF0 混在領域のどれにおいても明確な違いが見られないことが分かる。前回の（図 3-4-97）の試験回路構成ではガス吹き付け孔の地点での流速をマッハ 1（SF₆ ガスでは常温で約 110m/s）としたためガス吹き付け効果が非常に大きく、その結果（図 3-4-102）と（図 3-4-103）とを比較すると、ガス吹き付け効果に基づく明らかな耐電圧性能の向上が見られた。しかしながら、今回はガス吹き付け量が非常に少ないこと、および実際のガス吹き付け構造はガス吹き付け量が非常に少なくても瞬発的な吹き付け速度があると考えられることから、今回の基礎検証モデルにおいてはガス吹き付け効果が大きく現れなかったものと考えられる。

<SF₆ ガス圧力>

（図 3-4-147）と（図 3-4-148）のどちらにおいても開発目標値（ $\Delta t=0.5\text{ms}$ 、 $V_{LI}=120\text{kV}$ ）に対しては NF0 とはならず F0 領域範囲内に収まる結果となった。しかしながら、試験タンク圧力（背後圧力） $P_b=0.20\text{MPa-abs}$ （ 0.10MPa-g ）を定格ガス圧力の $P_b=0.70\text{MPa-abs}$ （ 0.60MPa-g ）まで上昇させることができれば $\Delta t=0.5\text{ms}$ でも $V_{LI}=120\text{kV}$ で NF0（●印）が期待できると推測される。この SF₆ ガス圧力のパラメータについてもガス断路部接点の耐電圧絶縁性能を大きく左右する重要なパラメータではあるが、本試験系の高電圧化は 0.10MPa-g までが限界である。実際の遮断試験では定格ガス圧力において開発目標値（ $\Delta t=0.5\text{ms}$ 、 $V_{LI}=120\text{kV}$ ）で NF0 であることから、SF₆ ガス圧力は接点部の耐電圧性能向上に大きく影響を与えるパラメータであると言える。

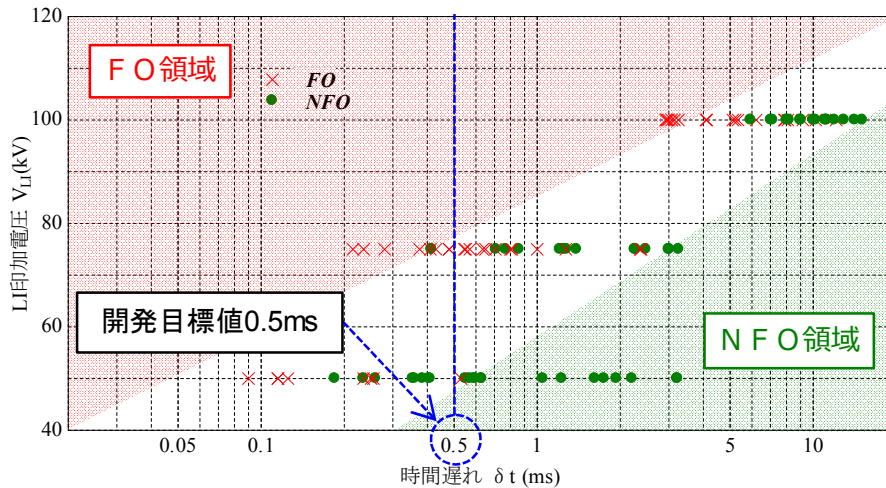


図 3-4-147 プレアーク有り & SF₆ ガス吹き付け無しの場合の V_{LI} - Δt 特性 (ギャップ長 15mm)

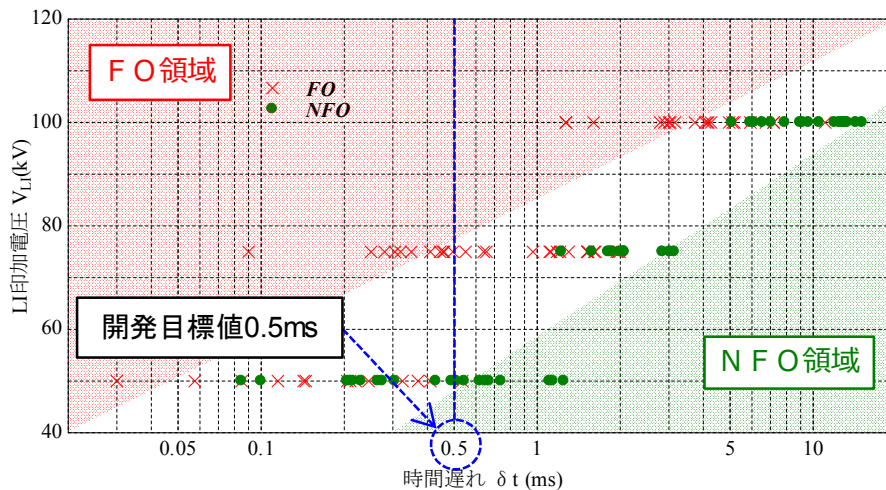


図 3-4-148 プレアーク有り & SF₆ ガス吹き付け有りの場合の V_{LI} - Δt 特性 (ギャップ長 15mm)

【まとめ】

プレアークに起因する残留イオン／電極溶融粉はガス断路部接点の耐電圧絶縁性能を著しく低下させる。しかしながら、 Δt が長いほど、 V_{LI} が低いほど、接点間距離が広いほど、SF₆ ガス吹き付けがあるほど、また SF₆ ガス圧力が高いほど残留イオン／電極溶融粉の悪影響は軽減されるためガス断路部接点の耐電圧絶縁性能は向上すると考えられる。このように、ガス断路部接点の耐電圧絶縁性能は Δt 、 V_{LI} 、接点間距離、SF₆ ガス圧力、SF₆ ガス吹き付け量の変数関数として定量化されることが分かった。

(4) 碍子形断路部の操作試験

碍子形断路部の電磁反発操作機構は、タンク型と同一であるが、信頼性向上のため駆動電源の一部を改造したため、操作試験により動作性能を確認する。(図 3-4-149) に試験状況写真を示す。試作器は床に固定してあり、高速 VTR で各部の動作を確認した。(図 3-4-150) に開路動作の操作試験結果を示す。一つの駆動電源で二つの操作機構をを操作しているため、二つの接点は同時に動作していることがわかる。この時の開路平均速度は約 8.2m/s であった。(図 3-4-151) に閉路動作の操作試験を示す。二つの接点は同時に動作しているが、接点信号のに多少のずれが見られた。これは、接触子の寸法公差による影響と考えられ、運用上は特に問題ないレベルである。

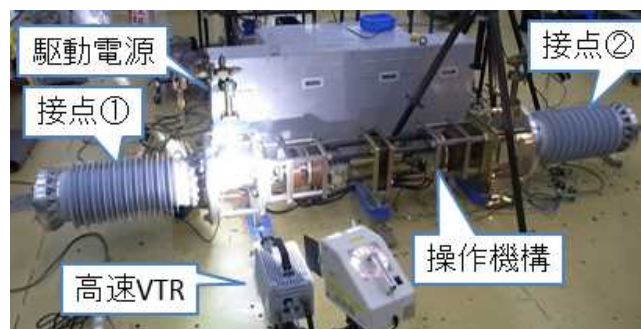


図 3-4-149 試験状況写真

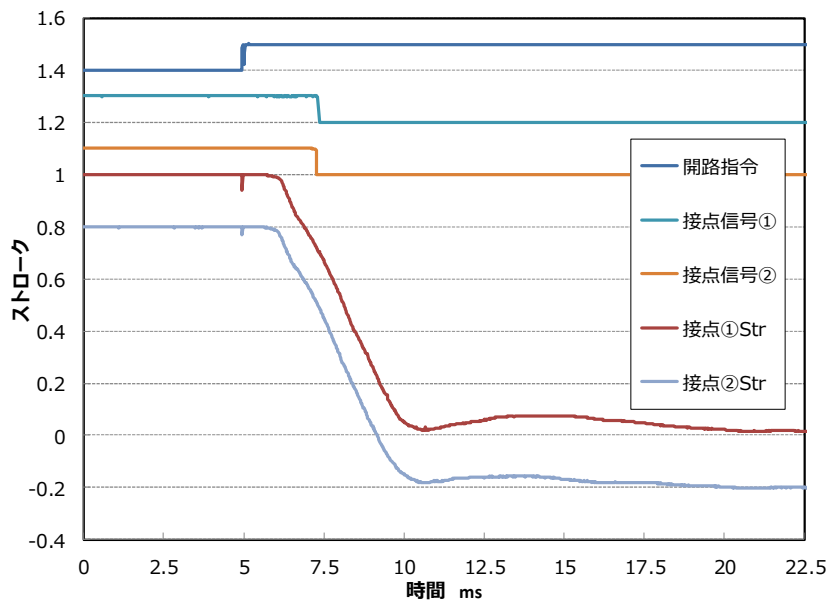


図 3-4-150 操作試験結果 (開路動作)

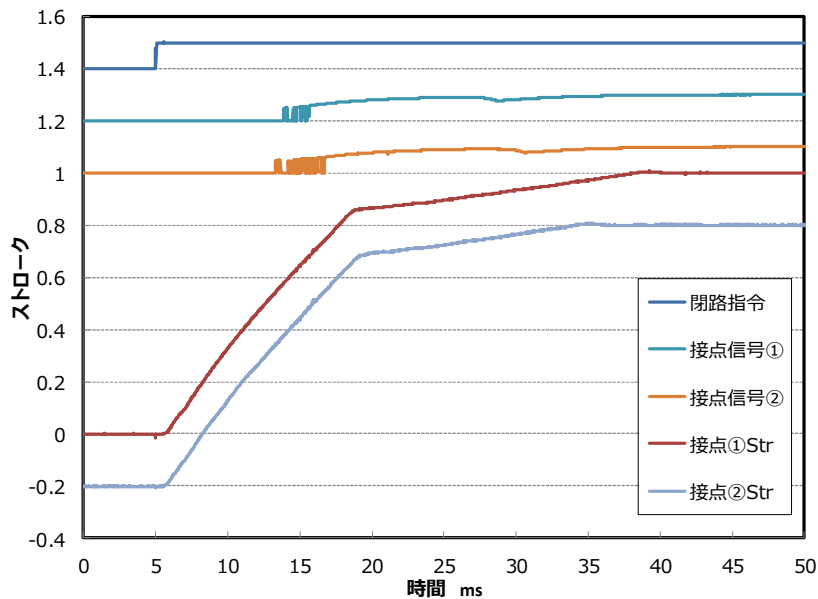


図 3-4-151 操作試験結果（閉路動作）

(5) 碍子形断路部の断路試験

【背景】

碍子形の構成による断路性能を確認するため、断路試験を実施した。断路試験は(ウ)章と同様に、(d) ii 章で述べる試験回路および方法を用いて実施した。試験の様子を（図 3-4-152）に示す。

【試験条件】

碍子形断路部は定格電圧 80kV/unit の断路部を二直列接続した構成である。TIV 波高値（120kV）(ウ)章と揃えるため、断路試験は二つの接点部のうち一方を対象とする。また碍子形断路部は断路部性能検証器に比べて駆動特性が高速化しているため、試験条件を下記のように変更し、断路試験を実施した。

- ・ 裁断時間：3.0ms
- ・ TIV 波高値：120kV 以上
- ・ アークエネルギー：310J（定格遮断電流 9kA、裁断時間 3ms 相当）
600J（定格遮断電流 16kA、裁断時間 3ms 相当）
- ・ 絶縁回復時間：0.1～1.0ms（試験パラメータ）
- ・ TIV 印加時の操作機構移動量：全ストロークの 80%

碍子形断路部は高速化により、断路完了に必要な操作機構移動量であるストローク 80%に達する時間が、断路部性能検証器の 3.4ms から 3.0ms に短縮されている。よって裁断時間は 3.0ms とした。またアークエネルギーは、定格遮断電流 9kA 相当と 16kA 相当の二条件とした。

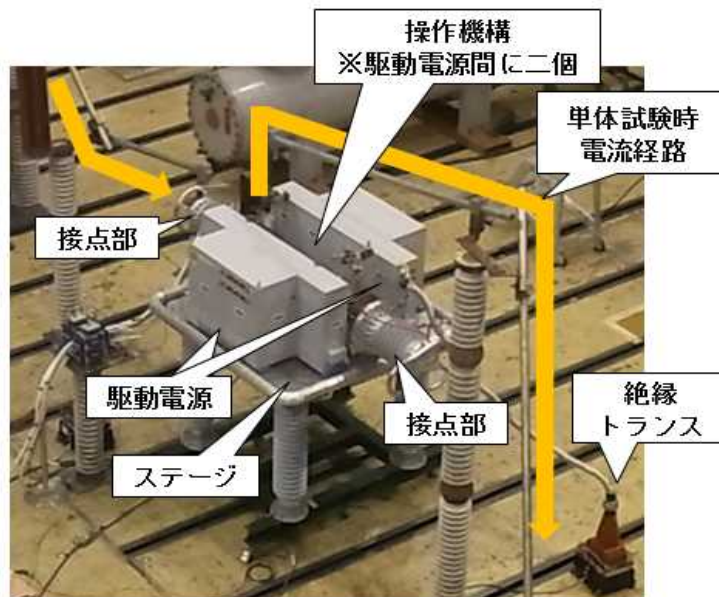


図 3-4-152 碍子形断路器部の断路試験状況

【試験結果】

(図 3-4-153) および (図 3-4-154) に、碍子形断路器部の絶縁回復時間—耐電圧特性を示す。(図 3-4-153) は定格遮断電流 9kA 相当の、(図 3-4-154) は定格遮断電流 16kA 相当の結果である。図はアークエネルギーが試験条件の 1.0～1.5p. u. となった条件の結果を有効範囲としてプロットした。

◇定格遮断電流 9kA 相当 (アークエネルギー310J)

本条件ではアークエネルギーの有効範囲で断路試験を 43 回実施し、30 回断路成功し、13 回断路失敗した。結果を絶縁回復時間の範囲で整理すると下記の通りになり、性能検証器と同様に絶縁回復時間が断路性能に対して大きく影響していることが分かる。

- ・ 0.4ms ≤ 絶縁回復時間 : 断路成功 100% (26 回 / 26 回中)
- ・ 0.2ms ≤ 絶縁回復時間 < 0.4ms : 断路成功 33% (4 回 / 12 回中)
- ・ 絶縁回復時間 < 0.2ms : 断路成功 0% (0 回 / 5 回中)

よって碍子形断路器部 (80kV/unit) は絶縁回復時間が 0.4ms 以上であれば、定格遮断電流 9kA 相当のアークエネルギー発生後に裁断時間 3.0ms (遮断時間 5.0ms) で 120kV の TIV を断路可能であることを確認した。

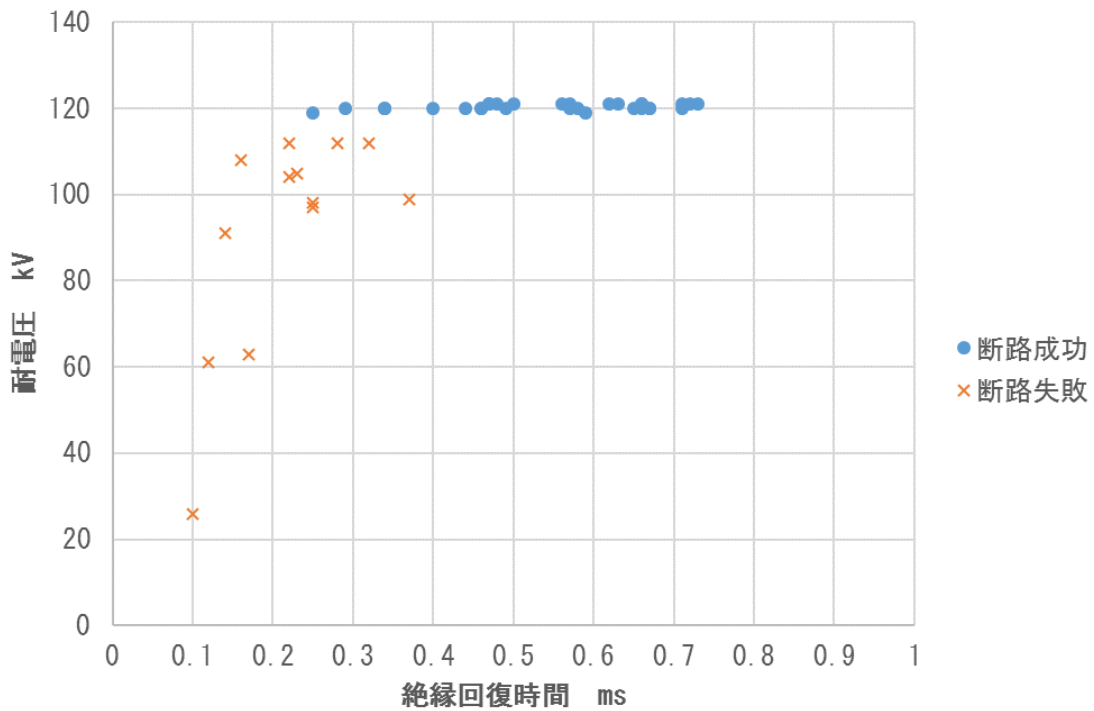


図 3-4-153 碍子形断路器部の絶縁回復時間－耐電圧特性
(定格遮断電流 9kA 相当)

◇定格遮断電流 16kA 相当 (アークエネルギー600J)

本条件ではアークエネルギーの有効範囲で断路器試験を 12 回実施し、6 回断路器成功し、6 回断路器失敗した。結果を絶縁回復時間の範囲で整理すると下記の通りになった。

- ・ 0.48ms ≤ 絶縁回復時間 : 断路器成功 100% (6 回 / 6 回中)
- ・ 絶縁回復時間 < 0.48ms : 断路器成功 0% (0 回 / 6 回中)

よって碍子形断路器部 (80kV/unit) は絶縁回復時間が 0.48ms 以上であれば、定格遮断電流 16kA 相当のアークエネルギー発生後に遮断時間 3.0ms (遮断時間 5.0ms) で 120kV の TIV を断路器可能であることを確認した。

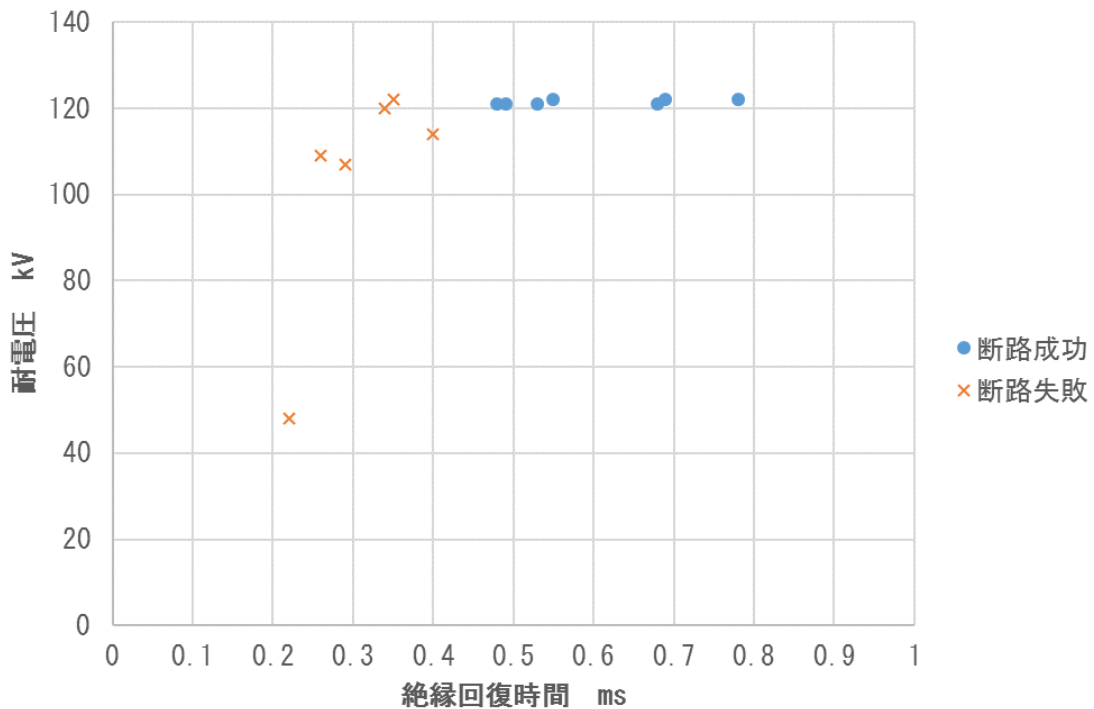


図 3-4-154 碍子形断路部の絶縁回復時間－耐電圧特性
(定格遮断電流 16kA 相当)

(オ) 接点部の真空バルブ化

(1) 真空バルブ型断路部の構成

ガス断路部の接点部は真空バルブに対して絶縁性能が高い。しかし、消弧直後の絶縁性能が低下する傾向にある。今後、さらに遮断電流を大きくする場合、消弧後に接点間に発生する熱ガスが更に増加し、絶縁性能が低下すると推定される。そこで、消弧性能に優れた真空バルブ型の断路部を検討することにした。

基本構成はガス接点を使用した碍子形断路部と同じにした。接点部の内部をガス接点から真空バルブに変更するだけにとどめた。ただし、真空バルブのストロークに合わせて、操作機構のストロークを調整した。このような構成にしたのは、将来的に高電圧化・大電流化に対応するためには、消弧機能は真空バルブに負担させ、遮断後の絶縁性能はガス接点に負担させるような断路部が必要になるとと思われるためである。

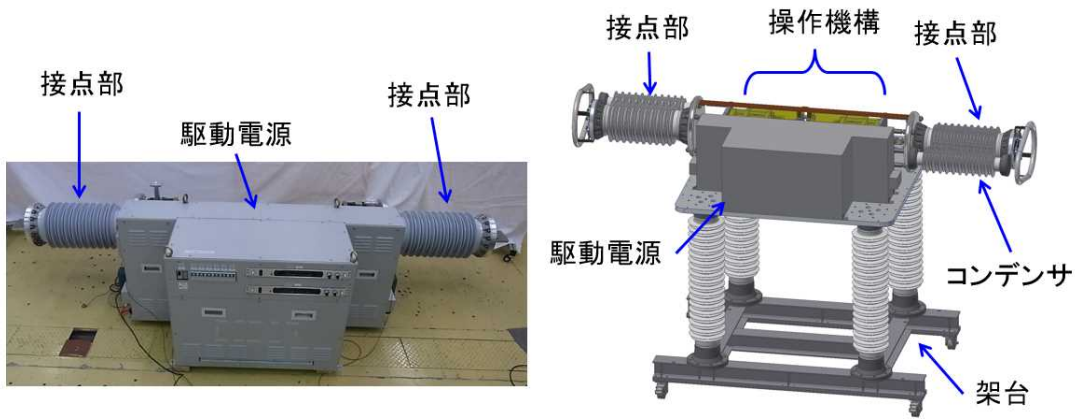


図 3-4-155 真空バルブを適用した碍子形断路器の構成図

(2) 真空バルブの開発

断路器用の真空バルブの開発について報告する。

(f) 章で説明するように、10kV 原理検証モデルにて断路器に使用した真空バルブにおいて、遮断電流 9kA の遮断に成功した。直流遮断器では交流遮断器と比較して、開極速度が速く、電流の変化も大きい。今後、遮断電流の大容量化・高電圧化を目指す際、遮断性能で重要な現象である真空バルブ内のアーク挙動を明らかにする必要がある。本章では直流遮断器の機械遮断部の真空バルブにおける高速遮断時のアーク挙動について報告する。

(図 3-4-156) に試験装置の概略図を示す。アーク挙動を観測するため一対の縦磁界電極を真空チャンバーに取り付け、一方は電磁反発操作機構に接続した。電流は(図 3-4-157)のように商用周波数の交流電流とし、実際の直流遮断器と同様に通電開始後に電極を高速開極し、約 2.0ms 後のアークの様子を高速カメラで撮影した。開極速度は 2.9m/s である。

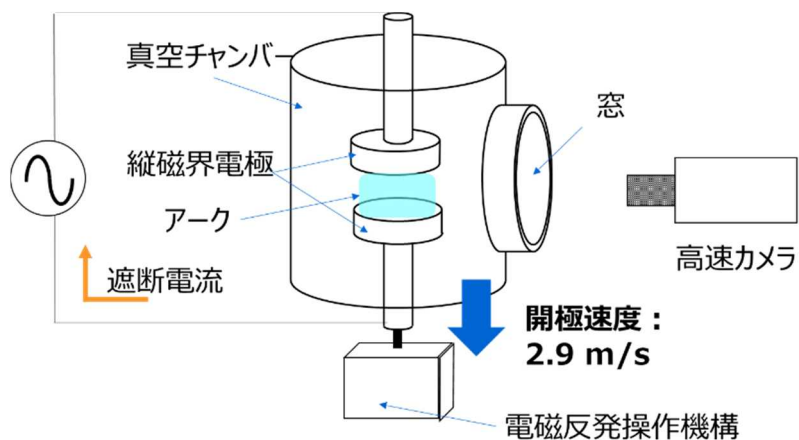


図 3-4-156 試験装置概略図

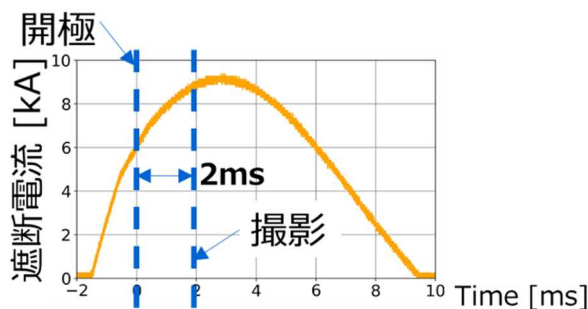


図 3-4-157 試験波形

各遮断電流のアークの写真と、アノード電極付近の水平方向のアーク輝度分布を（図 3-4-158）に示す。9kA ではアークが均等に分布していた。しかしながら9kA より大電流の 25kA では、アノード電極付近においてアークが集中することが分かった。

以上の観察結果より、現状の真空バルブの電極では、16kA まではアークの過度な集中が無いことが分かり、遮断性能は確保できていると考えられる。ただし、25kA では電極の中央部にアークが集中しており、遮断性能が低下すると考えられる。

今後、直流遮断器の大容量化をする際、真空バルブの開発が必要である。

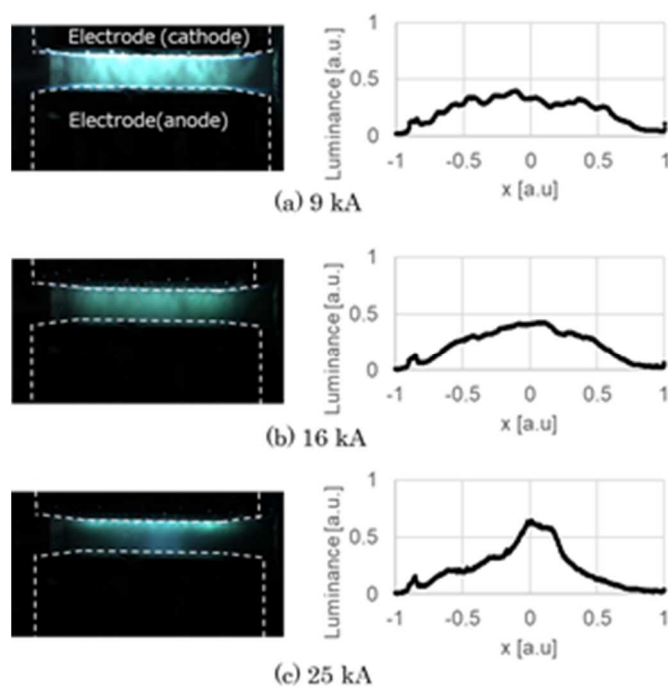


図 3-4-158 高速遮断時のアーク挙動

(3) 真空バルブ型断路部の操作試験

(図 3-4-159) に真空断路部の操作試験状況を示す。真空断路部は床に固定してあり、光学式変位計と高速 VTR を用いて、2 つの接点のストロークを測定した。(図 3-4-160) に開路動作の操作試験結果を示す。一つの駆動電源で二つの操作機構をを操作しているため、二つの接点は同時に動作していることがわかる。この時の開路平均速度は約 3.9m/s であった。(図 3-4-161) に閉路動作の操作試験を示す。二つの接点は同時に動作しており、接点信号から閉極時間はほぼ同時刻であることがわかった。

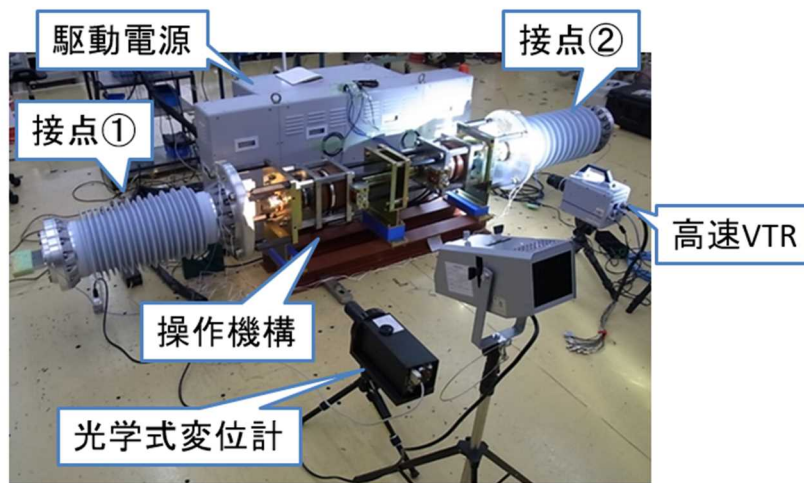


図 3-4-159 真空断路部の操作試験状況

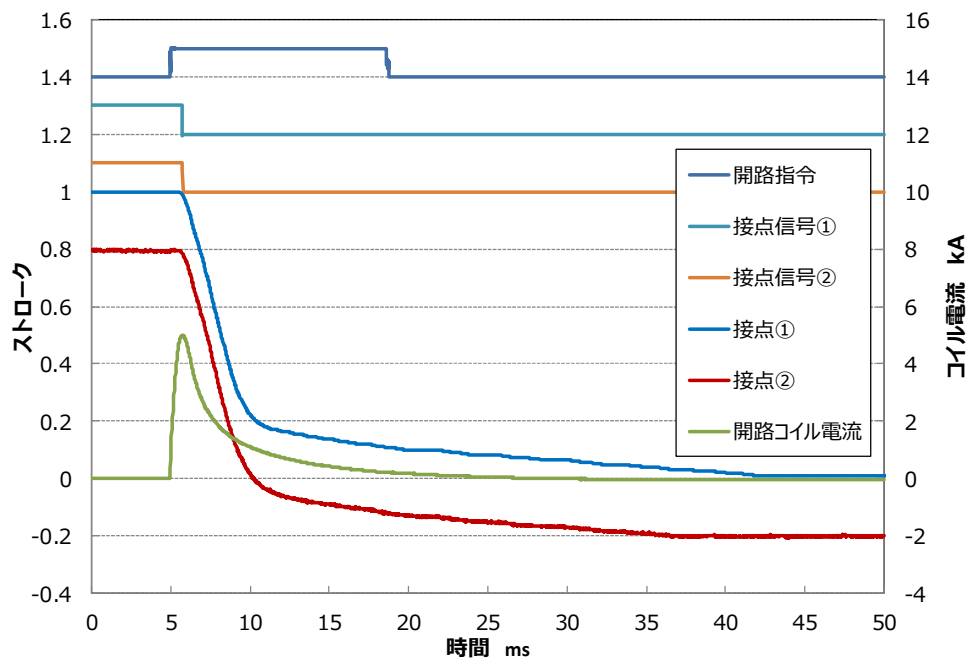


図 3-4-160 操作試験結果 (開路動作)

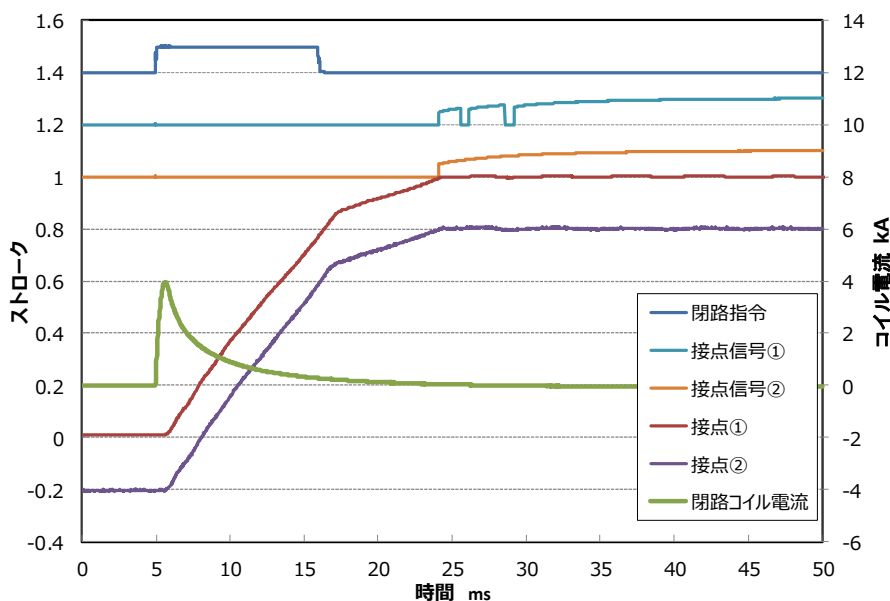


図 3-4-161 操作試験結果（閉路動作）

（図 3-4-162）に開路動作の連続操作試験結果を示す。横軸は操作回数であり、3000 回まで操作試験を実施した。接点①と②の開極時間（開路指令から接点が開くまで）をプロットしてあり、約 0.72ms を中心に安定して推移していることが分かった。また、接点①の開極平均速度もプロットしてあり、約 3.8~3.9m/s の間で安定して推移していることが分かった。

（図 3-4-163）に閉路動作の連続操作試験結果を示す。接点①と②の閉極時間（閉路指令から接点が閉じるまで）をプロットしてあり、約 19ms を中心に安定して推移していることが分かった。また、接点①の閉極平均速度もプロットしてあり、約 1.4m/s を中心に安定して推移していることが分かった。閉極時間と閉極平均速度はのこぎりの歯状の推移を示しているが、これは、1 日の操作でコイルの温度が上昇し、抵抗値が高くなるために、徐々に時間が遅くなり、平均速度も遅くなったためである。ただし、翌日に試験を再開すると、同じ特性に復帰していることが分かった。

3000 回の連続操作試験後、操作機構の目視点検により、部品の破損・変形は観察されず、ネジ等の緩みも無かった。また、真空バルブを接点部から取り出し、真空による自閉力があつたため、真空が保たれていることが分かり、耐久性に問題ないことが確認された。

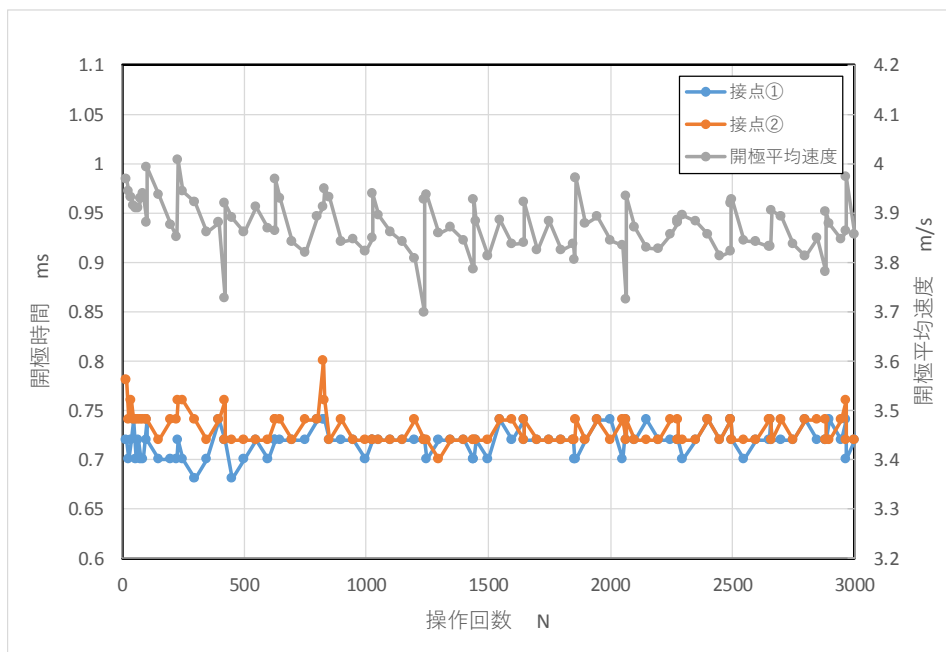


图 3-4-162 連續操作試驗結果（開路動作）

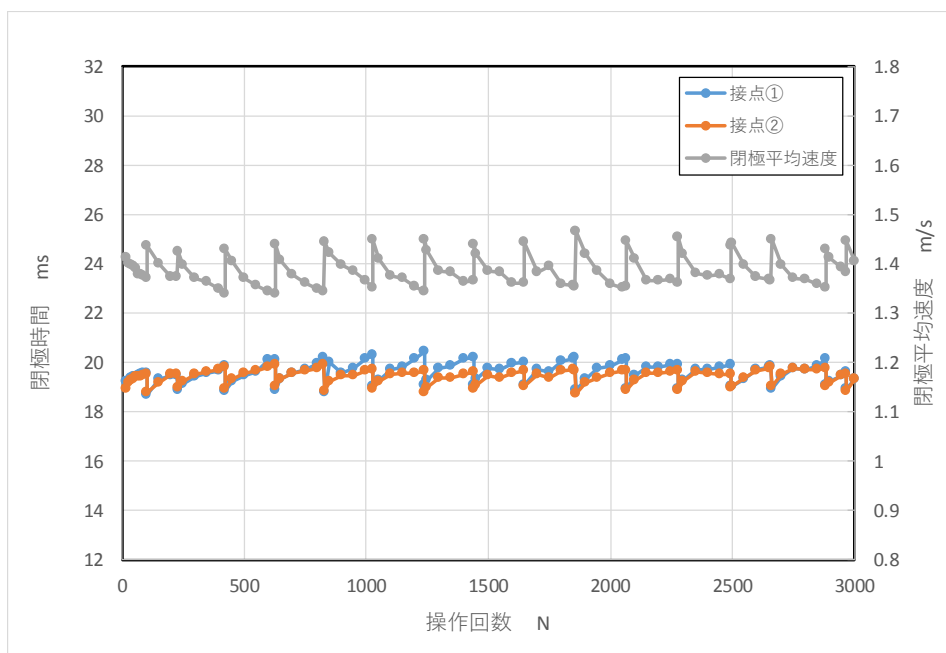


图 3-4-163 連續操作試驗結果（閉路動作）

(4) 真空バルブ型断路部の断路試験

【背景】

真空バルブ型断路部の断路試験を実施し、性能を確認した。断路試験は(ウ)章と同様に、(d) ii 章で述べる試験回路および方法を用いて実施した。試験の様子を(図 3-4-164)に示す。

【試験条件】

真空バルブ型断路部は碍子形構成であり、スケールモデルハイブリッド直流遮断器の組合せ試験に適用予定である。よって組合せ試験相当の TIV 波高値とアークエネルギーを印加した単体試験を行い、断路性能を検証する。真空バルブ型断路部の定格電圧は 80kV/unit であり、TIV は定格電圧の 1.5p. u. 値 (120kV) に耐え得る設計となっている。一方、組合せ試験の TIV 波高値は 60kV であるため、試験対象は二つの接点部のうち一方とし、試験条件は TIV 波高値 60kV とする。また真空バルブ型断路部は接点部をガス接点とした断路部に比べて駆動特性およびアーク電圧が変化しており、定格遮断電流 9kA、裁断時間 3ms の条件では、アークエネルギーは 330J となる。絶縁回復時間は組合せ試験の 0.5ms に対してばらつきを考慮し、0.3~1.0ms の範囲でパラメータを振った。以上より、試験条件を下記のように設定し、断路試験を実施した。

- ・ 裁断時間 : 3.0ms
- ・ TIV 波高値 : 60kV 以上
- ・ アークエネルギー : 330J (定格遮断電流 9kA、裁断時間 3ms 相当)
- ・ 絶縁回復時間 : 0.3~1.0ms (試験パラメータ)
- ・ TIV 印加時の操作機構移動量 : 全ストロークの 50%

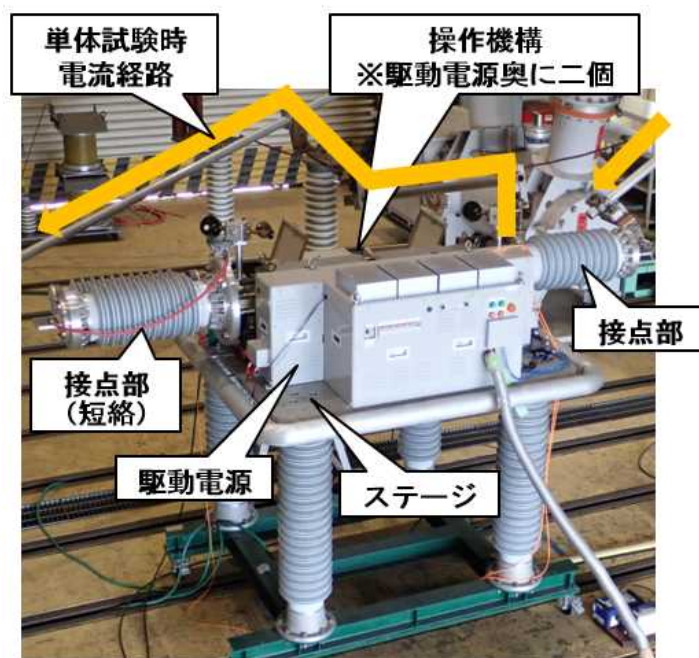


図 3-4-164 真空断路部の断路試験状況

【試験結果】

(図 3-4-165) に碍子形断路部の絶縁回復時間－耐電圧特性を示す。図はアークエネルギーが試験条件の 1.0～2.0p.u. となった条件の結果を有効範囲としてプロットした。アークエネルギーの有効範囲で断路試験を 18 回実施し、18 回全ての試験で断路成功した。結果を絶縁回復時間の範囲で整理すると下記の通りになる。接点部をガス接点とした断路部と比較して、TIV 波高値が約 1/2 の条件では絶縁回復時間が 0.4ms 以下の条件でも断路失敗しないことが分かる。

・ 0.3ms ≤ 絶縁回復時間 : 断路成功 100% (18 回 / 18 回中)

よって真空バルブ型断路部は、スケールモデルハイブリッド直流遮断器の組合せ試験相当の断路責務を達成可能であることを確認した。

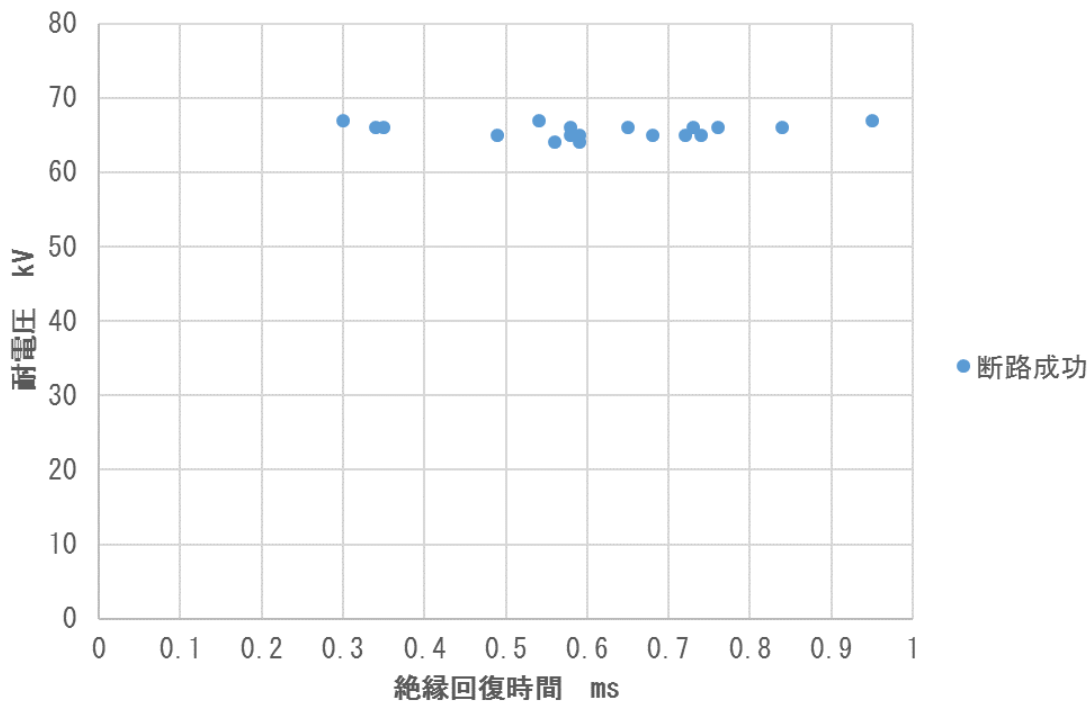


図 3-4-165 真空バルブ型断路部の絶縁回復時間－耐電圧特性

iii. 機械式直流遮断器の検討

(1) 機械式直流遮断器の構成

遮断部に半導体を用いない機械式直流遮断器は、鉄道用の直流遮断器として広く使用されている[1]。日本では 1980 年代に核融合用の大容量直流遮断器として研究されていた[2]。近年、送電用の高電圧直流遮断器が開発されており[3]、[4]、本研究で提案しているハイブリッド式直流遮断器と比べて、低コストという特徴を持っている。ただし、遮断時間は 10ms [5]、[6]程度であり、事故除去に時間がかかるという短所を持っている。

(図 3-4-166) に機械式直流遮断器の主回路図を示す。これは他励振動方式と呼ばれ、遮断器にあらかじめ充電したコンデンサとリアクトルおよび転流スイッチを並列に接続される構成となっている。さらに、アレスタが遮断器と並列に接続される構成となっている。

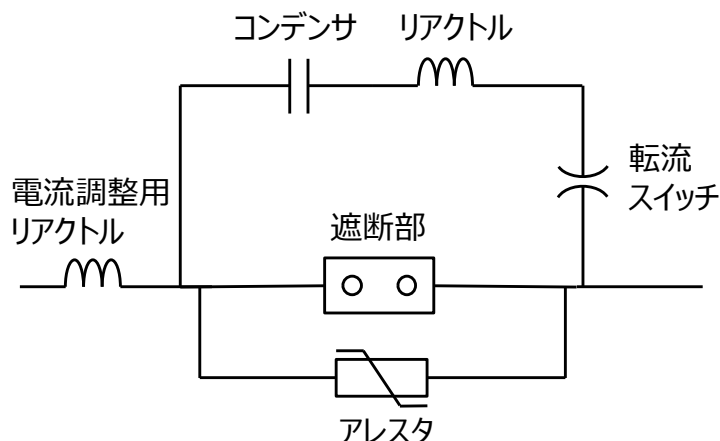


図 3-4-166 機械式直流遮断器の主回路図

(図 3-4-167) に機械式直流遮断器の動作説明図を示す。系統に事故が発生すると遮断器に流れていた電流①は、急激に電流値が上昇する。リレー時間内に事故を検出し、遮断器に遮断指令が入ると遮断器が動作を開始するとともに、転流スイッチにも指令が発信され、転流スイッチがONとなり、あらかじめ充電されていたコンデンサから放電②が開始される。その放電電流②で強制的に遮断器の部分に電流零点を作り、事故電流を遮断する。遮断後のエネルギーを吸収させるため、事故電流はアレスタに転流されることになる(③)。

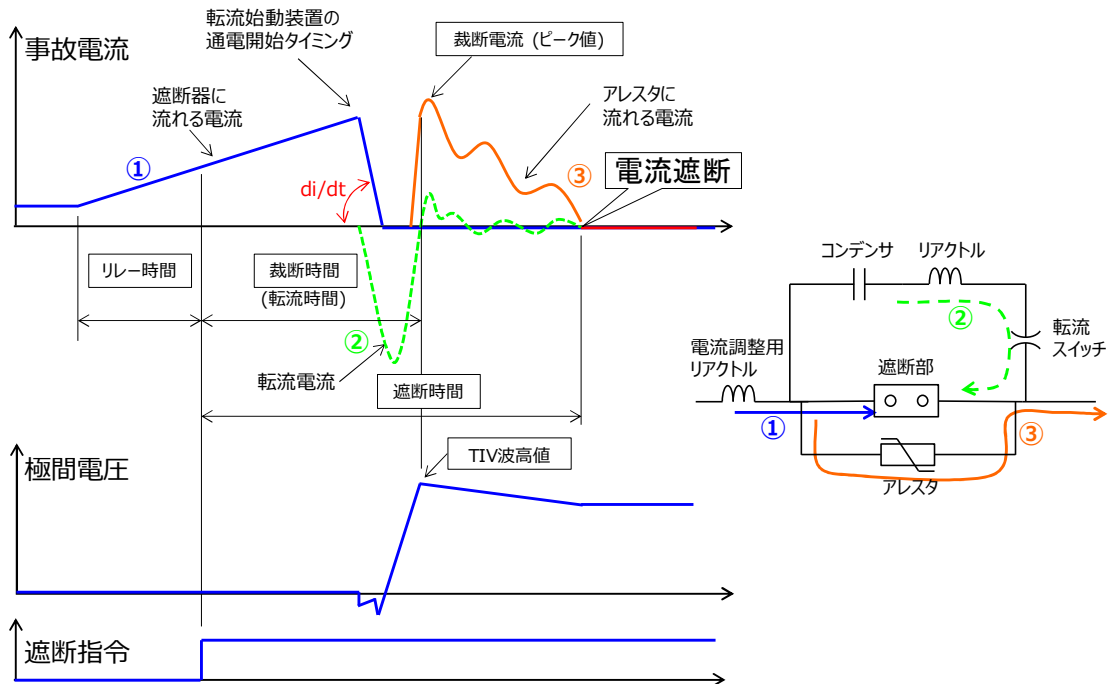


図 3-4-167 機械式直流遮断器の動作説明図

(2) レイアウト検討

(図 3-4-168) に 320kV 機械式直流遮断器の鳥瞰図を示す。この機械式直流遮断器の検討条件としては、定格電流は 2kA、遮断電流は 16kA とした。この条件におけるコンデンサの容量は数 μF となり、リアクトルは数千 μH となった。全体の大きさは、高さ約 6m、幅約 8m、奥行き約 4m である。遮断部には 1 点当たり定格電圧 80kV の真空バルブを 4 個直列に接続し、320kV に対応している。アRESTAの吸収エネルギーは約 4MJ を想定して外形図を作成してある。

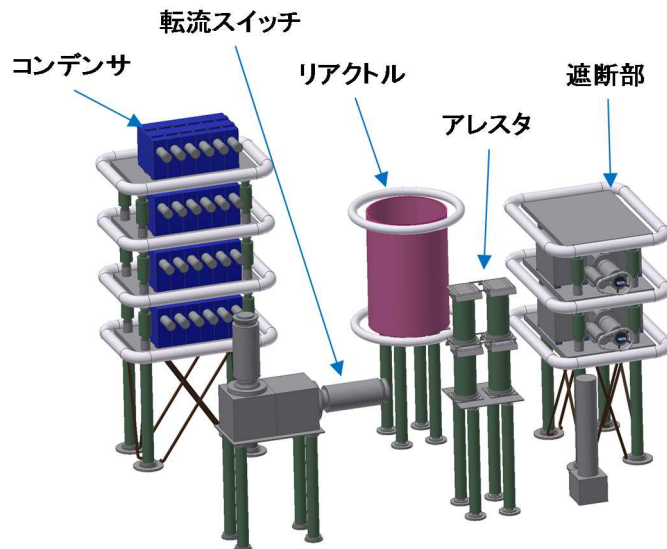


図 3-4-168 320kV 機械式直流遮断器の鳥瞰図

参考文献

- [1] https://www.toshiba.co.jp/sis/seigyo/swgr/products/ot_hsvcb_j.htm
- [2] 藪野光平・徳山俊二・嶋田隆一：直流電力の遮断，核融合研究，51巻，（1984）6号
- [3] Shukai Xu, “160kV mechanical HVDC circuit breaker development and application” , CIGRE SC A3&B4 workshop on HVDC circuit breakers, August 30, 2018
- [4] H. Ito et. al., “HVDC circuit breaker with current injection” , CIGRE SC A3&B4 workshop on HVDC circuit breakers, August 30, 2018
- [5] S. tokoyoda, K. Tahata, K. Kamei, K. Kikuchi, D. Yoshida, S. Oukaili, R. Yamamoto, H. Ito:” DC circuit breakers for HVDC grid applications HVDC and Power Electronics technology and developments” , CIGRE Conference 2015, paper A3-135 (2015)
- [6] K. Tahata, S. El Oukaili, K. Kamei, D. Yoshida, Y. Kono, R. Yamamoto, H. Ito:” HVDC circuit breakers for HVDC grid applications” , The 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (2015)

(b). 半導体部（遮断部・転流回路部の開発）

i. 遮断部の開発

(ア) 半導体遮断部の遮断性能向上の開発

半導体遮断部は半導体を多直列接続として構成する。通常時は通電せず、事故時にのみ通電し、事故電流を遮断する。したがって、半導体遮断部の半導体素子には大電流を遮断する責務がある。(図 3-4-169) のように、事故電流遮断時には、避雷器により過電圧を抑制するが、半導体遮断部にかかる電圧には、避雷器電圧に加えて、避雷器と半導体遮断部間の主回路寄生インダクタンスで発生する過電圧が重畳する。従って、この過電圧を半導体遮断部の耐圧以下に抑制することが必要となる。

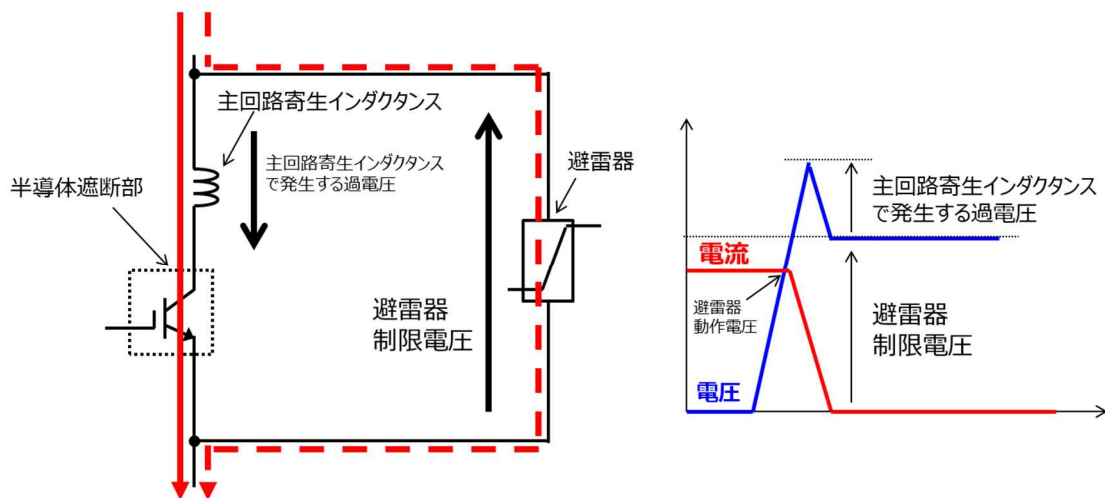


図 3-4-169 事故電流遮断時の半導体遮断部の責務

また、半導体遮断部に事故電流が通電するのは極短時間のため、事故電流相当の定格容量の半導体素子を用意するのは不経済と考えられるため、遮断電流の向上が必要となる。

そこで、遮断時の過電圧抑制と、遮断電流の向上の 2 点を解決する方法として、スナバ回路を適用した。(図 3-4-170) にスナバ回路適用時の半導体遮断部周辺の等価回路を、(図 3-4-171) にスナバ回路無しの場合とスナバ回路適用した場合の動作の比較を示す。スナバ回路を適用することで、スナバコンデンサにより主回路寄生インダクタンスで発生する過電圧を抑制することができる。また、電圧が立ち上がる前に電流が減少するため、半導体素子の発生損失の抑制も可能となり、遮断電流の向上が期待できる。

本開発では、半導体遮断部に適用する半導体素子として、高電圧大電流遮断に有利な東芝製圧接型 IEGT（耐電圧：4500V、定格電流：2100A）を採用した。本 IEGT は、通常、定格電流 2 倍の 4200A でパルス遮断できるが、スナバ回路の適用により、8kA 以上の大電流遮断を目指した。

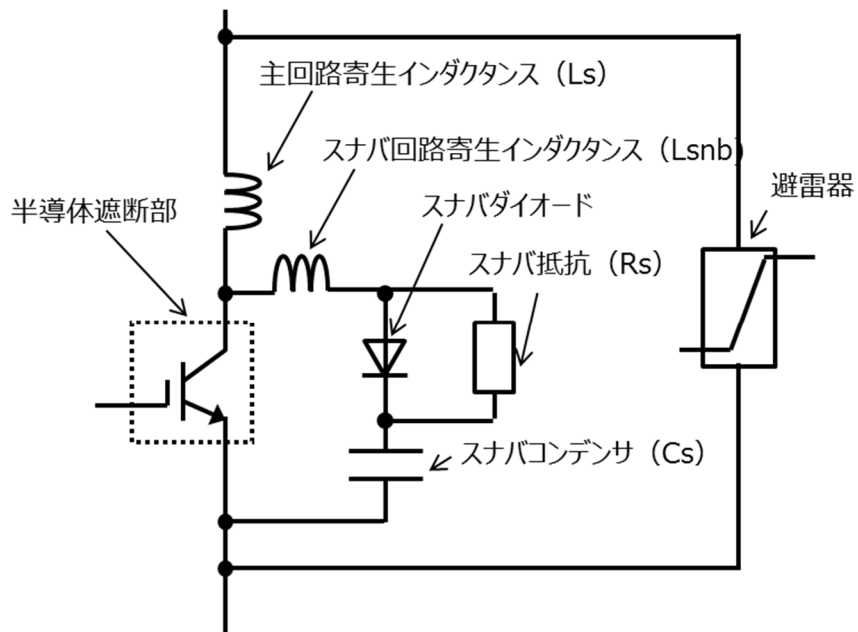


図 3-4-170 半導体遮断部周辺の等価回路 (スナバ回路適用時)

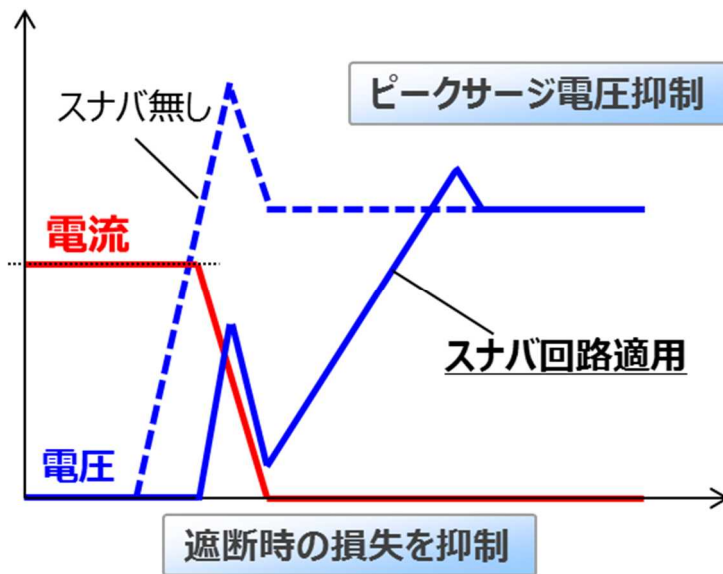


図 3-4-171 スナバ回路の適用効果

(1) IEGT 単体遮断性能評価

スナバ回路を付加することで大電流遮断が可能であることを確認するために、今回対象とする圧接型 IEGT（以下 IEGT と記載）・1 素子の遮断試験を実施した。本試験では 1 素子あたりの避雷器の制限電圧を直流電圧源で模擬し、実規模のハイブリッド直流遮断器における 1 素子あたりの主回路寄生インダクタンス、スナバ回路寄生インダクタンスを想定して実施した。

（図 3-4-172）にスナバ回路を付加したときの IEGT の遮断試験結果を示す。定格電流 2100A の IEGT を用いて 8kA 以上の電流遮断できることを示している。このとき、素子電圧は IEGT の耐電圧 4500V 以下に抑えることができている。また、電圧が立ち上がる前に電流が減少しており、損失も効果的に抑制できることが確認できる。

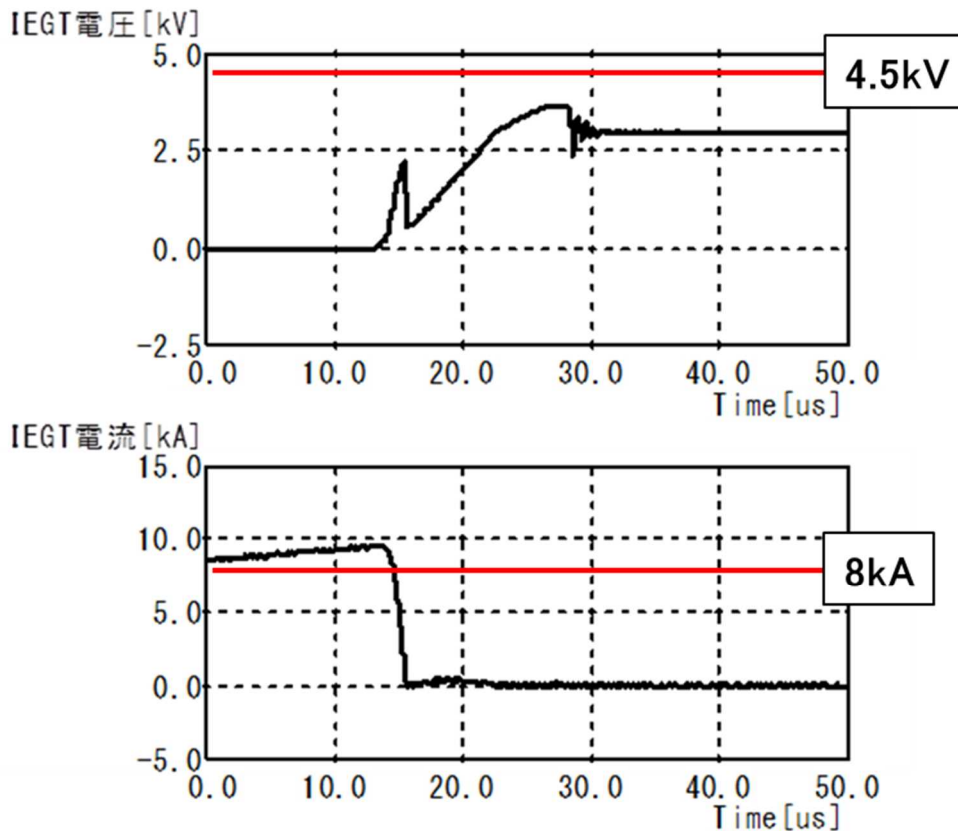


図 3-4-172 IEGT 単体遮断試験結果

(2) 直列 IEGT の遮断性能評価

高圧化を実現するため半導体遮断部は半導体素子を多直列接続して構成する必要がある。直列接続された半導体素子各段の過渡的な電圧分担には、半導体素子の特性や回路条件、駆動速度のばらつきなどによりアンバランスが発生する。そこで、素子特性については極力類似したものを適用し、回路内配線インダクタンスを揃えた設計をおこなった上で、各半導体素子の動作タイミングを調整することにより電圧分担の均等化をおこなう。

(図 3-4-173) に、スナバ適用による直列接続 IEGT (4 直列) の遮断試験結果を示す。IEGT の直列接続においても 8kA 以上の遮断が可能であることを確認した。

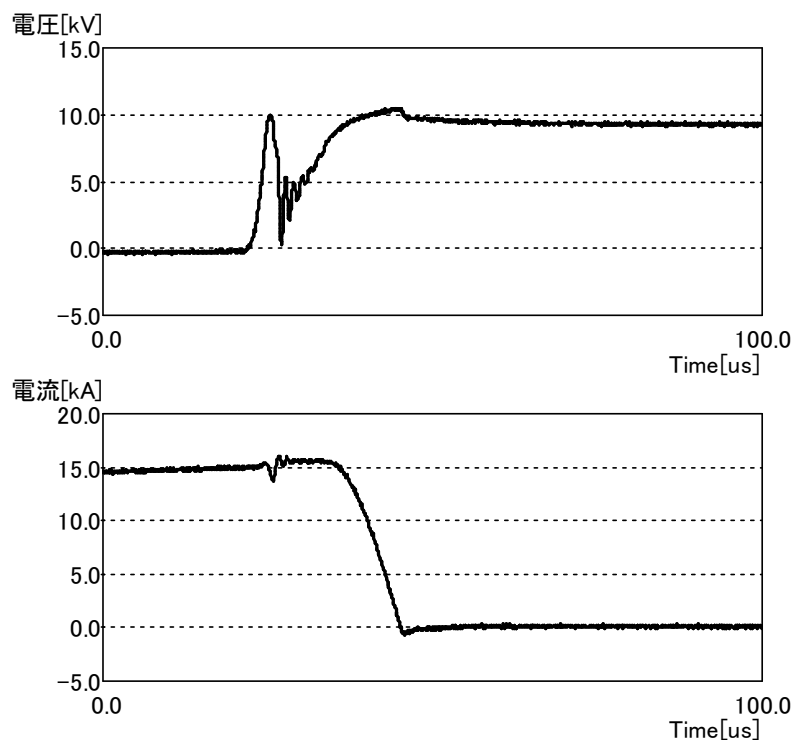
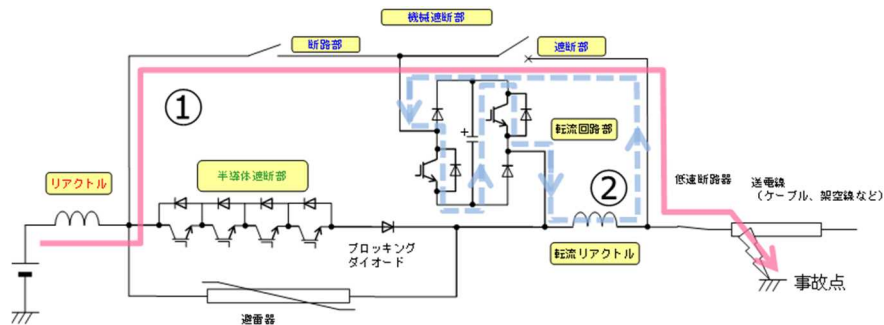


図 3-4-173 スナバ適用による直列接続 IEGT (4 直列) の遮断試験結果 (>8kA)

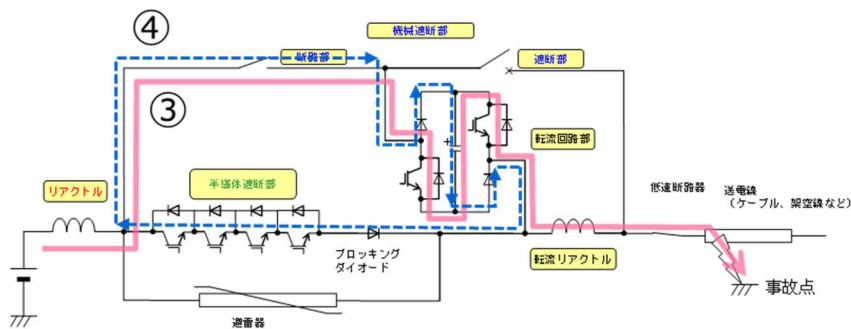
ii. 転流回路部の開発

転流回路部は、事故電流を機械遮断部から半導体遮断部へ転流させる責務を有する。転流回路は H ブリッジ回路構成となっており、スイッチング素子とダイオードとコンデンサで構成される。転流回路の動作に着目すると、まずスイッチング素子がオンすることで転流動作を開始し (図 3-4-174 の (a))、遮断部の電流を転流回路部へ転流させる。このときスイッチング素子 (IEGT) の電流が増加する。その後、遮断部電流がゼロとなった後にスイッチング素子をオフすることで半導体遮断部に電流を転流させる (図 3-4-174 の (b))。このとき、転流回路部においてはダイオードを通電する (図 3-4-174 の (b) の電流経路③)。半導体遮断部への転流が完

了するとき、ダイオード電流はゼロを迎える。



(a) 転流回路スイッチング素子がオン



(b) 転流回路スイッチング素子がオフ

図 3-4-174 転流回路の動作

この動作において、スイッチング素子は事故電流相当が通電するため、半導体遮断部の半導体と同等の性能が必要となる。したがって、半導体遮断部と同様に、半導体には圧接型 IEGT を用いスナバ回路を適用した。転流回路を試作し、大電流において転流回路動作を評価した結果を（図 3-4-175 転流回路の動作試験結果）に示す。8kA 以上の大電流においても転流回路動作が可能であることを確認した。

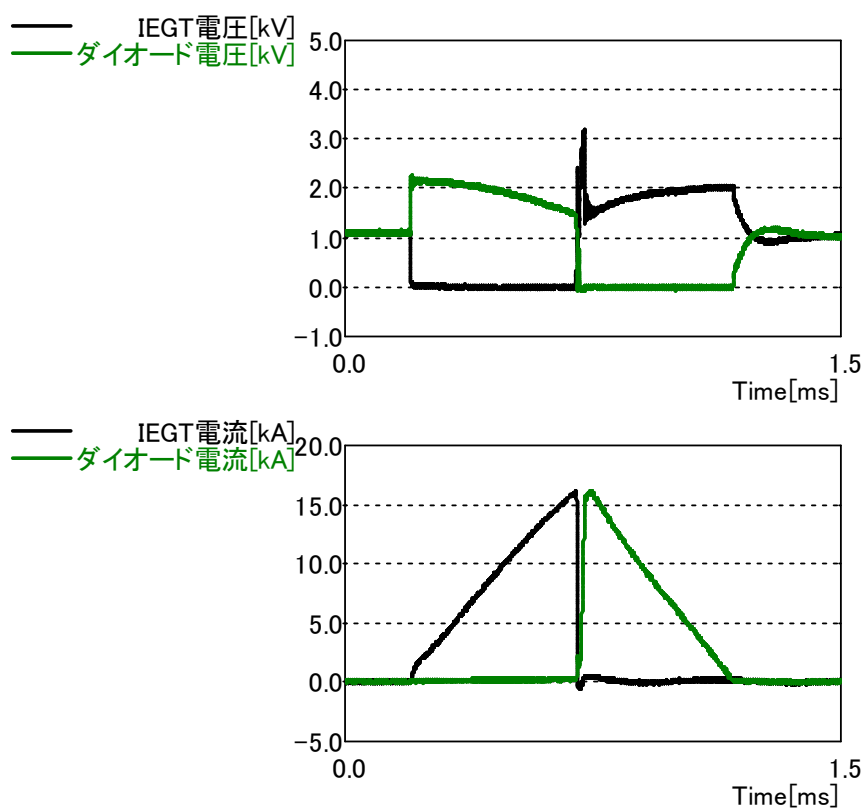


図 3-4-175 転流回路の動作試験結果

iii. 高電圧化

実際の HVDC は数百 kV となるため、高電圧化が必要になる。ハイブリッド直流遮断機を高電圧化する場合の構成を (図 3-4-176) に示す。機械遮断部と半導体遮断部は、半導体遮断部による事故電流遮断後の過渡回復電圧に耐えられるよう耐圧を向上させる。耐圧は、(図 3-4-176) のようにそれぞれを多段接続することで確保できる。過渡回復電圧は避雷器で制限されるため、こちらも直流送電電圧に合わせて特性と耐圧を設定する必要がある。転流回路は、所定時間内に機械遮断部に電流零点を作れるようコンデンサ電圧を高める。コンデンサ電圧の上限は使用する半導体スイッチング素子の耐圧で決まるので、更に高い電圧が必要な場合は転流回路を多段接続する。ダイオードは転流回路動作時の電流をブロックするため、転流回路の合計コンデンサ電圧に耐えられるよう耐圧を向上させる。こちらも高耐圧化は多段接続により実現できる。直流遮断器としての遮断動作は、各要素を多段接続しない場合¹⁾と同様である。多段接続した要素は全て同じタイミングで制御すればよい。高電圧化は既存の構成要素を多段接続することで対応できるので、任意の直流送電電圧に幅広く容易に対応できる。

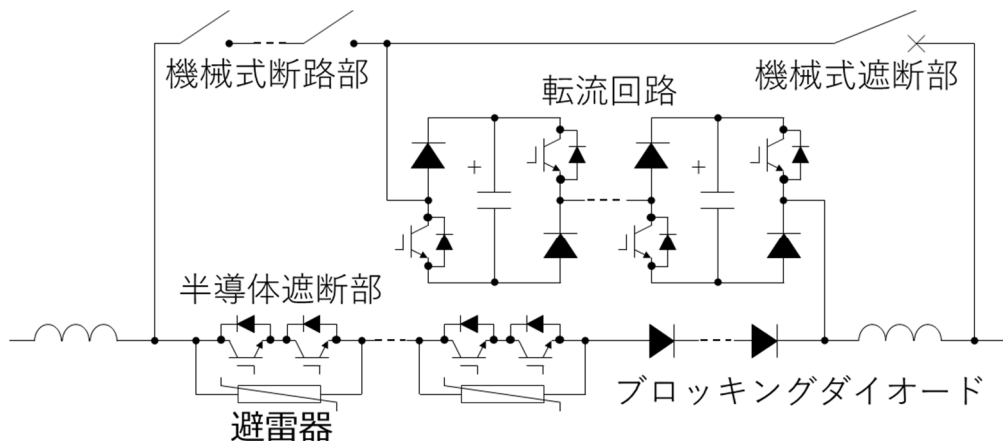


図 3-4-176 ハイブリッド直流遮断機の高電圧化構成

iv. 半導体遮断部の駆動電源の供給方法の開発

半導体遮断部を駆動する電源は、直流遮断器を適用する直流送電線の電圧に等しい絶縁耐圧を備える必要がある。ハイブリッド直流遮断器は最大 500kV 定格を想定しているが、そのような高電圧に適した供給方法は確立されていなかった。

スイッチング素子のオン・オフを駆動するためには、数十 V 程度のゲート電源を供給する必要がある。また、スイッチング素子の状態や電圧・電流の検出、スイッチング素子の保護、それらの情報の制御基板との通信でも電力を消費するため、その電源も供給する必要がある。以後、これらスイッチング素子側で必要な電源を駆動電源と呼称する。駆動電源自体は数十 V だが、直流遮断器が適用される直流送電線の電圧に等しい絶縁耐圧をもつ必要があるため、500kV 耐圧の電源供給方法が求められる。尚、空間絶縁で 500kV 耐圧を取る場合、5m 程度の距離が必要となる。

遮断器に限らず電源供給方式として考えられる主要な方式の比較を（表 3-4-13）に示す。

表 3-4-13 主要な電源供給方式の比較

	トランス	レーザー	電磁誘導/磁気共鳴
概要	磁性コアを介した磁気結合方式	光ファイバーを介しレーザーダイオードにレーザーを照射し発電	空間を介した磁気結合方式
耐圧	絶縁材が多段接続で確保	光ファイバーで耐圧距離をとる	空間か絶縁材で確保
利点	伝送電力が大きい	耐圧確保が容易	伝送電力が大きい
欠点	1-2次間の浮遊容量が大きい	伝送電力が小さい	伝送距離が短い

・トランス

半導体電力変換器における駆動電源の絶縁供給方法として一般的なものはトランスである。磁性コアを介して 1 次側コイルと 2 次側コイルを絶縁し、1 次-2 次間で電力を伝送する。1 次側と 2 次側の磁気結合率が高く、大きな電力を伝送できる利点がある。

課題には、絶縁耐圧と浮遊容量がある。1次側と2次側の絶縁を確保するためには、絶縁材でモールドしたり、トランスを直列に多段接続する方法がとられる。しかし現在、一般的に用いられる絶縁トランスの耐圧は数十kV程度であり500kVに対して低い。多段接続すれば耐圧は稼げるが、500kV耐圧をとる場合は数十個のトランスが必要となる。また、1次-2次間の浮遊容量が比較的大きく、これが高周波のルートとなる。機械遮断部動作や雷撃により浮遊容量に電流が流れ、半導体遮断部の電位が変動し、機器の誤動作を招く恐れがある。

・レーザ

レーザ光でエネルギーを伝達する。光ファイバーの両端にレーザダイオードとフォトダイオードを接続し、電気をレーザダイオードでレーザ光に変換し、光ファイバーの中を通して伝達し、フォトダイオードで発電し再び電気に変換する。細く絶縁性の光ファイバーで長距離を伝送できるので容易に高耐圧を確保する事が出来る。

課題は伝送電力が小さいことである。フォトダイオードの効率は高くても30%程度で、出力も小さい。損失分は熱になる。また、レーザ光は1点にエネルギーが集中しているので、フォトダイオードも必然的に小型化し熱が集中する。従って放熱も重要となる。また、高出力のレーザを用いる場合には相応の安全管理が必要となったり、数%/年の劣化が発生する事も課題である。

・電磁誘導/磁気共鳴

数十cmの空間を介した電磁誘導で電力を伝送する。車の非接触給電に用いられているものとほぼ同じ技術。磁気共鳴も電磁誘導の一種であるが、共振現象を利用する事で効率的に電力を伝送できる利点がある。

課題は、伝送距離が短い事である。伝送距離は数百mmが限界なので、その距離で絶縁耐圧を確保しなければならない。空間絶縁で500kV耐圧をとるには5m程度必要なので、伝送空間には絶縁材を充填する必要があるが、数百mmで500kVの絶縁が確保できるかは入念な検討が必要となる。長距離の磁気共鳴伝送も可能だが、周囲に漏れた電磁場が照射されるため、誤動作の懸念から現実的ではない。

数百kVという高電圧系への電源供給手段を考えると、最もオーソドックスであるトランスも高電圧化には開発要素が大きく、サイズも大型化することが想定される。また、浮遊容量がノイズの経路になるため制御装置が誤動作する可能性も比較的高い。電磁誘導も近距離での絶縁部材の開発要素が大きい。したがって、最も絶縁の確保が容易でノイズにも強いレーザ給電の優位性が高いと考えられる。出力が確保できれば利用できる可能性が高い。そこで、レーザによる高電圧系への電源給電を実験実証した。

レーザ給電装置の構成図を(図 3-4-177)に示す。レーザ光を発するのはレーザ発振器であるが、それに電源を供給するのがレーザドライバである。レーザ光の

ON/OFF や強さはこのレーザドライバで制御される。レーザ発振器が発したレーザ光は光ファイバーを通して伝達される。微量ではあるが、光ファイバーが長いほどレーザ光は減衰していく。レーザ光を電気に変換する光電変換素子がフォトダイオードである。フォトダイオードの出力を所定の電圧に変換し（変換部は図では未表記）、負荷（制御基板など）に供給する。

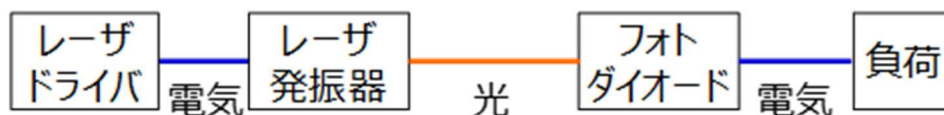


図 3-4-177 レーザ給電の構成図

設計・製作したレーザ給電実験装置を（図 3-4-178）に示す。レーザ送受信部の中にレーザ発振器と光ファイバー（50m）、フォトダイオードが入っており、安全のためレーザ部分は完全に覆った状態で実験を行う。



a. 外観



b. 内観

図 3-4-178 レーザ給電実験装置

(図 3-4-179) に実験結果のグラフを示す。負荷を変えながら、フォトダイオードの出力電流と出力電力を計測しグラフにプロットしたものである。ここではレーザ給電の高出力化の検証のため、フォトダイオードの出力を 4 つ並列接続している（レーザ発振器と光ファイバーはフォトダイオードに個別に接続されている）。1 つあたりのフォトダイオードの定格を 1 p.u. として記載している。出力電圧 0.9 p.u. 付近で約 4 p.u. の出力電力が得られていることが分かる。また、出力特性はフォトダイオード 1 個の時と傾向としては変化がない。この結果より、50m（光ファイバーの長さ）の電力伝送が実現できていること、フォトダイオードの並列化により出力を増加できることが確認できた。定格×個数分の出力が得られており、50m という長さによる損失は微小である。フォトダイオードとレーザ発振器、光ファイバーを並列すれば必要な電力の確保は可能であり、半導体遮断部の駆動電源として利用可能な見込みを得た。

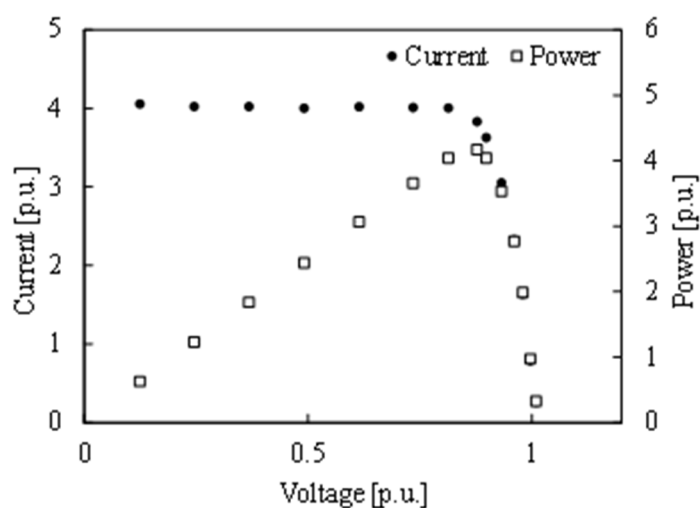


図 3-4-179 フォトダイオードの出力特性試験結果（4 並列）

(c). ハイブリッド直流遮断部の開発

通常の遮断器に使用される機械接点方式は、通電経路が金属で構成されるために抵抗が小さく、電気的な損失は極めて小さい。しかし、機械的な動作による開閉となるため、遮断時間に数10~100msecの時間を要する。^[1]

この課題を解決する方法ため、機械接点方式と半導体方式を組み合わせたハイブリッド方式として通常時は機械接点を通して送電し、事故時に電流を半導体に転流し、遮断する方式を提案した。半導体に転流させる電源転流方式では、送電損失が機械接点方式と同等となることが期待される。本章では提案するハイブリッド直流遮断器の動作原理について述べる。本方式においては機械遮断部（遮断部および断路部）の接点开動作を高速で行い、開動作後に短時間で絶縁回復が実現できる必要がある。機械遮断部に関する詳細は(a)章に記載される。

i. 制御アルゴリズムの開発

本開発で検討を行っている電源転流方式の回路図を（図 3-4-180）に示す。通常時は機械遮断部を通して通電するため、損失は機械接点方式と同等レベルである。遮断時は転流回路部のコンデンサを放電し、機械遮断部断路部と遮断部のアークを消弧し、半導体遮断部に転流、遮断する。動作原理を（図 3-4-181）に示す。

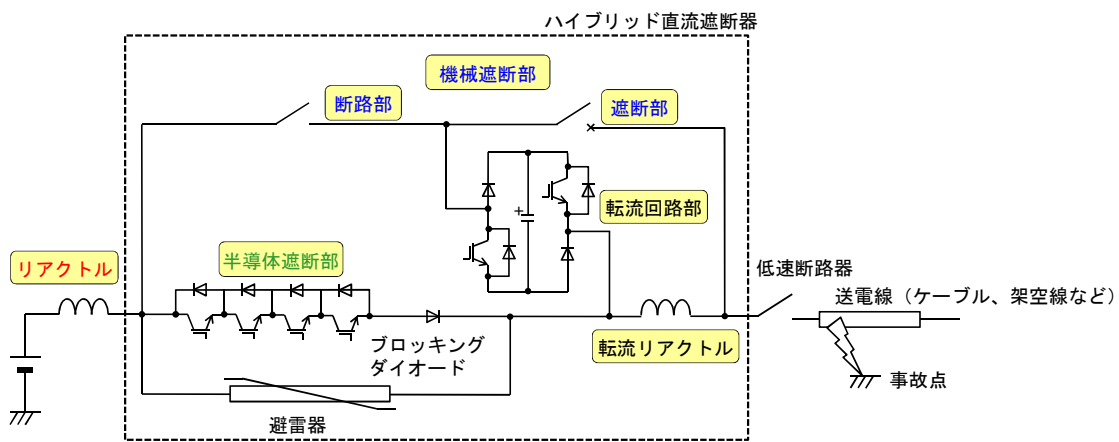


図 3-4-180 電源転流方式ハイブリッド直流遮断器 回路図

動作説明	回路図
<p>1. 事故発生 送電線が地絡し、事故電流が機械遮断部を通して流れる。</p>	<p>この回路図は、事故発生時の状態を示している。送電線に発生した事故電流（赤い矢印）が、機械遮断部の断路部と遮断部を通過して、半導体遮断部へと転流している。この転流経路は赤い枠で強調されている。</p>

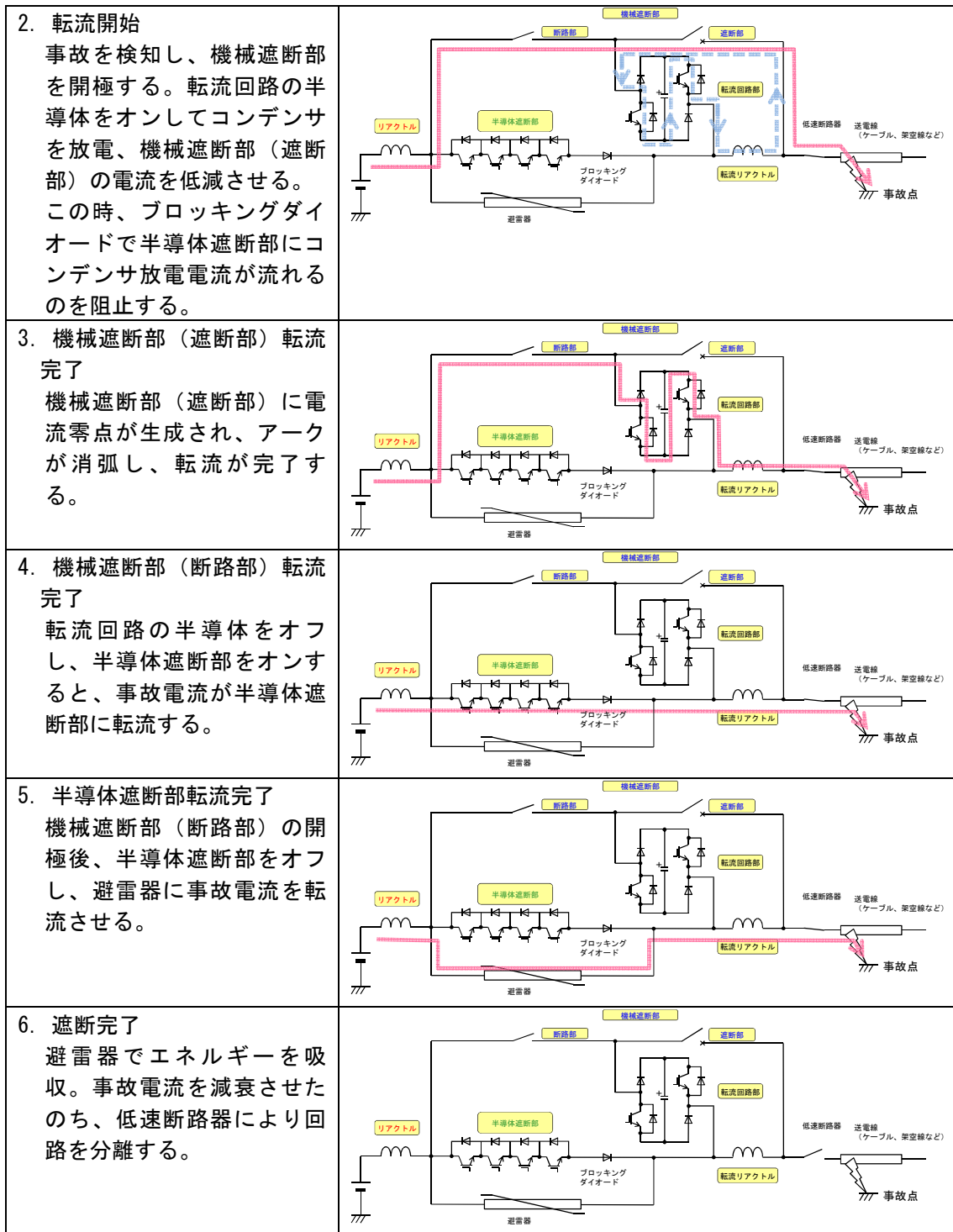


図 3-4-181 電源転流方式ハイブリッド直流遮断器 動作原理

事故発生後の各機器に流れる電流を模式的に表したものを（図 3-4-182）に示す。事故検出後、機械遮断部（遮断部）は開極を開始するが、機械遮断部（遮断部）に流れる電流がゼロになるタイミングで開極完了する必要がある。そのために機械遮断部（遮断部）に流れる電流を監視し、転流回路部の半導体のオン・オフを制御する。

定格電圧および定格電流に対して、事故時の遮断時間および装置の耐量から事故電流の変化率を設定するため回路に直列にリアクトルを設置する必要がある。（表 3-4-14）に示すように仕様設定した場合、リアクトル L は（式 3.3.3-1）の通りに計算される。式（1.4.3.1）では送電電圧は定格の 1.25 倍（80kV*1.25=100kV）を最大値とみなして計算を行った。

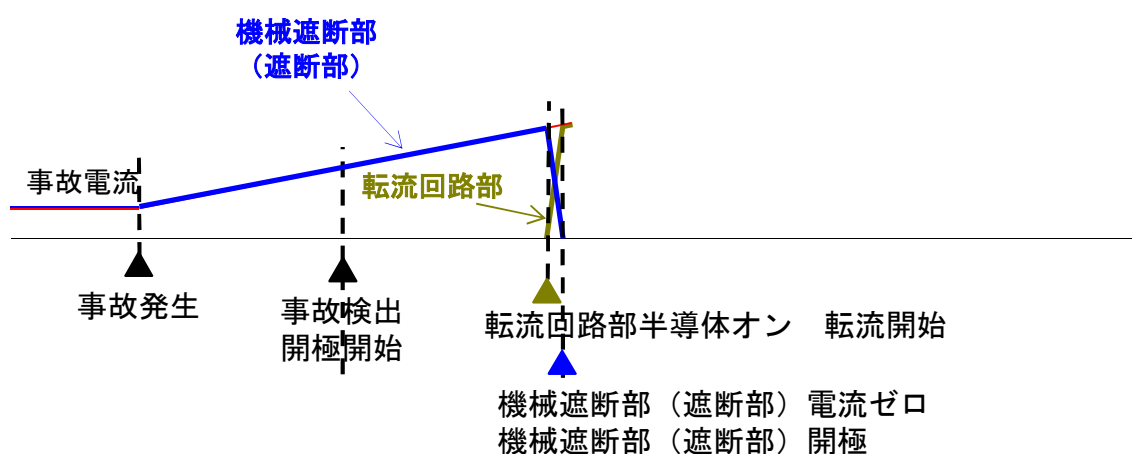


図 3-4-182 機械遮断部（遮断部）遮断時の各電流

表 3-4-14 設定条件

項目	値	単位
定格電圧	80	kV
定格電流	1500	A
遮断電流	8000	A
遮断時間	5	ms

$$L=100\text{kV} \times \frac{5\text{msec}}{8000\text{A}-1500\text{A}}=76.9\text{mH} \quad \text{-----式 3.3.3-1}$$

機械遮断部（遮断部）開極後、転流回路部の半導体をオフし、半導体遮断部の半導体をオンすることで、事故電流が半導体遮断部に転流する。機械遮断部（遮断部）の絶縁回復後に半導体遮断部の半導体をオフとし、避雷器によりエネルギーを吸収する。（図 3-4-183）に動作を模式的に表す。

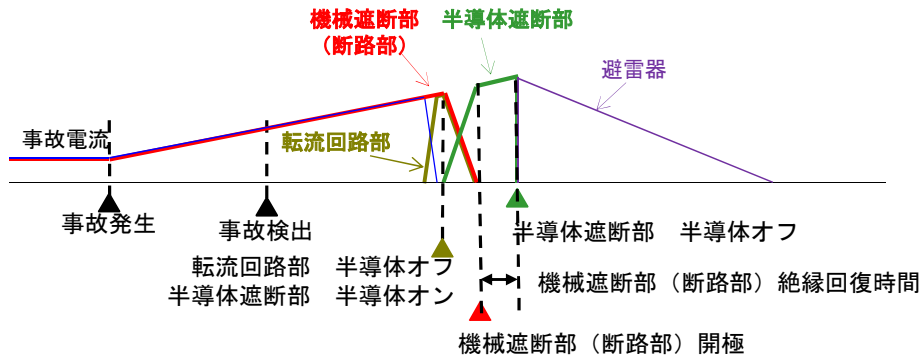


図 3-4-183 機械遮断部（断路部）遮断時の各電流

これらの一連の遮断動作をシミュレーションにより確認した。シミュレーションツールは EMTDC/PSCAD を使用。シミュレーション条件を（表 3-4-15）に、シミュレーション回路図を（図 3-4-184）に、シミュレーション波形を（図 3-4-185）に示す。事故時送電電圧は、定格電圧の 1.25 倍（80kV*1.25）事故検知電流は定格電流の 2 倍（1500A*2）と設定。シミュレーションでは機械遮断部（遮断部）に流れる電流がゼロになるタイミングで開極完了していることが確認できる。

表 3-4-15 シミュレーション条件

項目	値	単位
事故時送電電圧	100	kV
事故検知電流	3000	A
リアクトル	76.9	mH

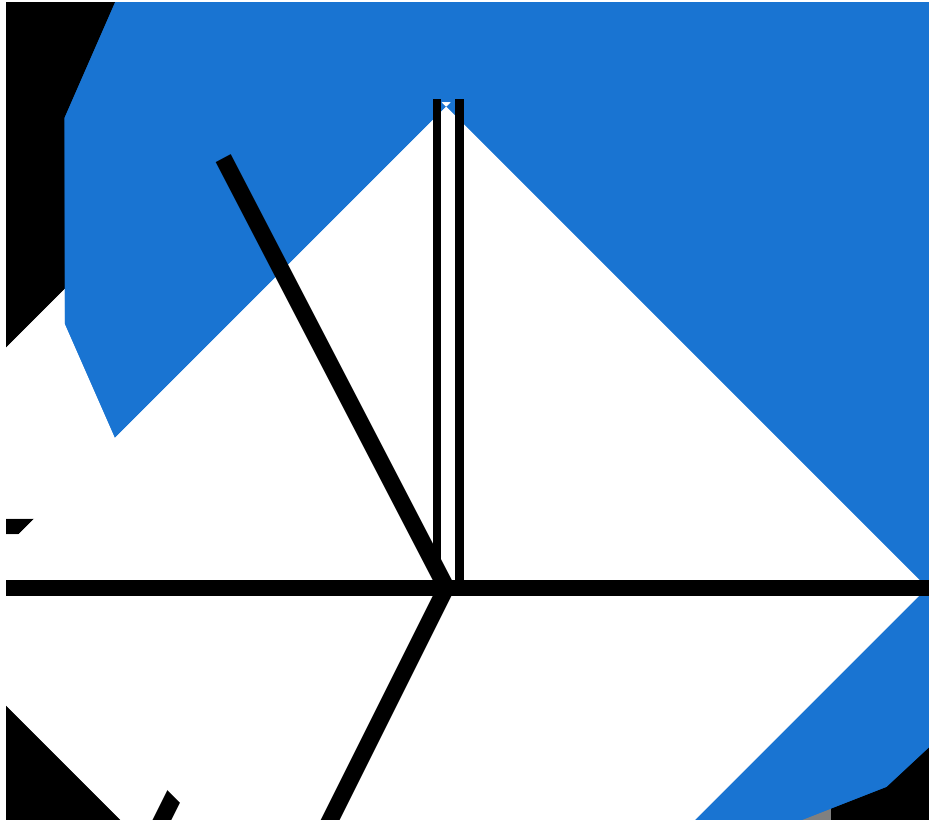


図 3-4-184 シミュレーション回路図 (EMTDC/PSCAD)

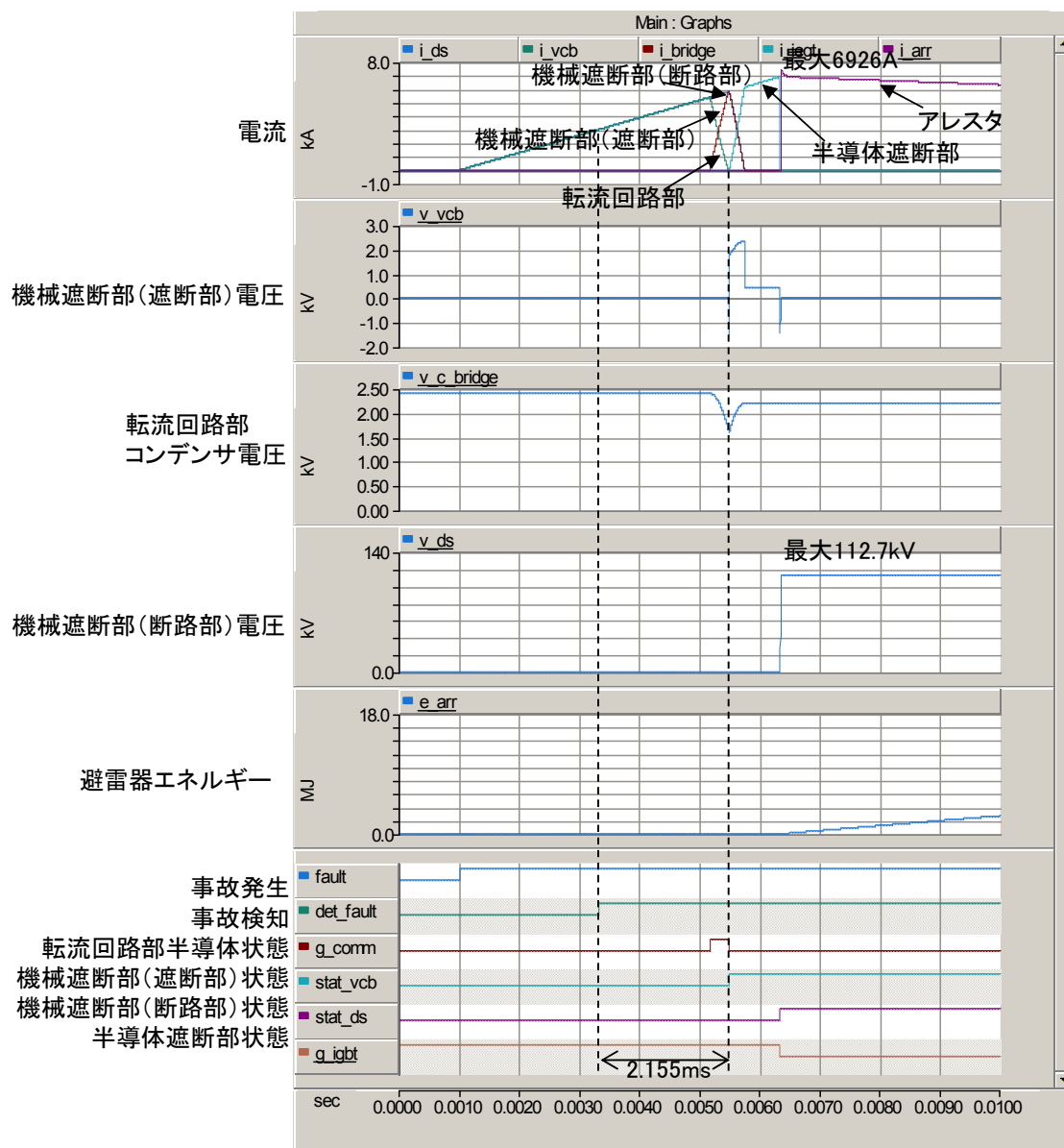


図 3-4-185 シミュレーション波形 (EMTDC/PSCAD)

ii. 制御装置の開発

直流遮断器の遮断原理検証のため、10kV 器（半導体部）制御装置を設計・製作した。外形を（図 3-4-186）に示す。制御ソフトの動作確認試験（50V-20A）を実施し、機械遮断部（断路部および遮断部）から半導体部への転流を確認した。動作確認試験の波形を図（図 3-4-187）に示す。



図 3-4-186 10kV 器用制御装置

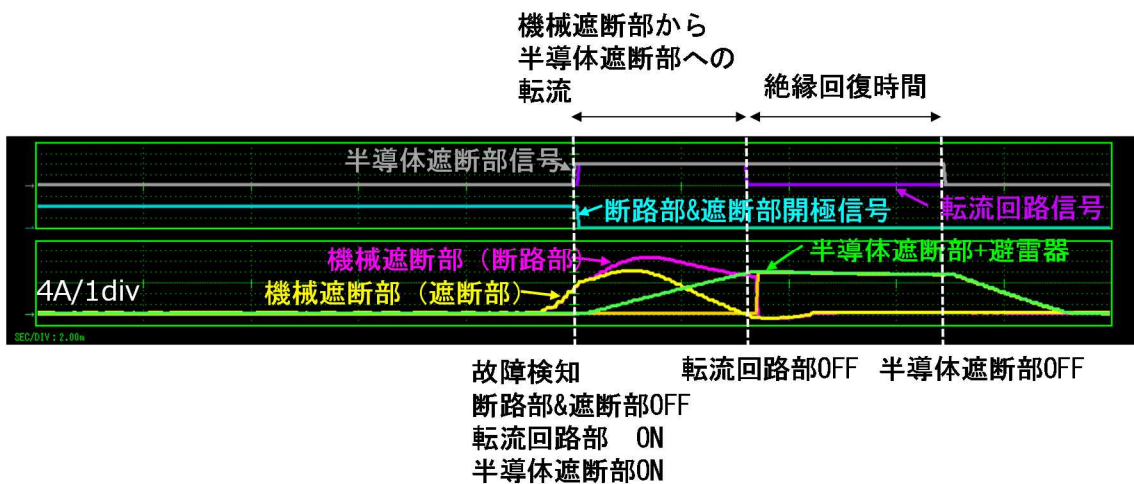


図 3-4-187 10kV 器用制御装置による 50V-20A 遮断試験

iii. ハイブリッド直流遮断器の構想図

ハイブリッド直流遮断器レイアウトイメージを（図 3-4-188）に示す。半導体遮断部も機械遮断部もユニット単位で直列に接続し高電圧化に対応する構成となっている。図の「半導体遮断部」には、転流回路と避雷器を含む半導体遮断部を収容し、「機械遮断部」には遮断部と断路部を縦に配置する構成となっている。概算の寸法と質量を（表 3-4-15）に示す。

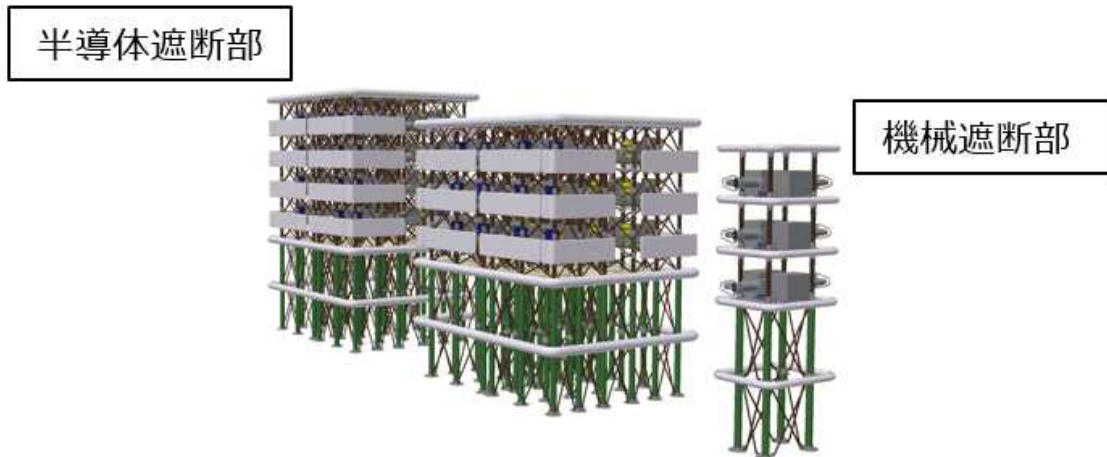


図 3-4-188 ハイブリッド直流遮断器レイアウトイメージ図（DC320kV の例）

表 3-4-15 ハイブリッド直流遮断器 概算の寸法と質量

	DC320kV	DC500kV
概算寸法	W15m × D15m × H10m	W20m × D20m × H9m
概算質量	110t	210t

iv. 多端子直流送電システムにおける低コストハイブリッド遮断器の構成

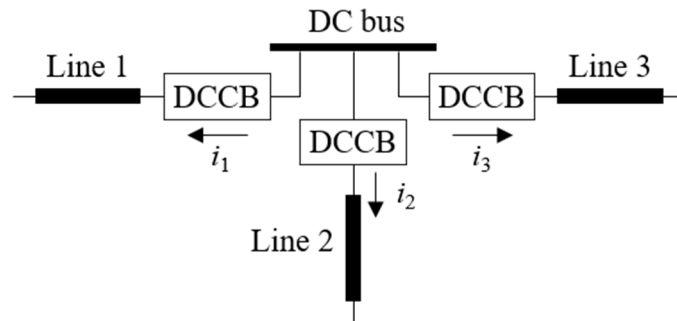


図 3-4-189 単方向直流遮断器による構成

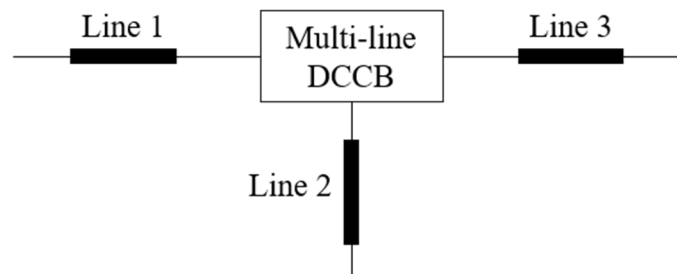


図 3-4-190 節点部において直流遮断器を一括で考える構成

ハイブリッド直流遮断器は半導体を多く必要とするため、耐圧確保のための装置規模が大きくなる傾向がある。半導体遮断部の部品点数を低減し低コスト化を実現する構成について説明する。

多端子直流送電システムにおいて、(図 3-4-189) のように単方向で 1 回線遮断の直流遮断器を各回線に配置すれば、全ての回線における事故点を除去できる。ここで、単方向直流遮断器は、片方向の電流を遮断できる直流遮断器を指す。直流送電線の節点部に対して、外側に流れる電流を遮断できればよい。即ち、直流遮断器が設置されるのは基本的に多端子直流送電システムの節点である。これに着目すると、直流遮断器は回線毎の個別配置にこだわる必要はなく、(図 3-4-190) のように一括で考える事が出来る。これにより、一部の部品を共有化し、部品点数を低減し低コスト化を実現できる。このような発想の直流遮断器をここでは多端子型直流遮断器と呼称する。

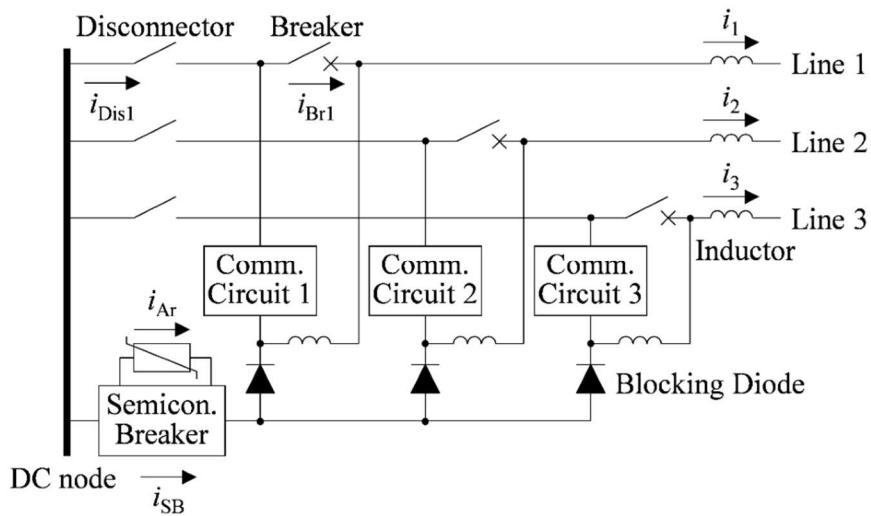


図 3-4-191 多端子型ハイブリッド直流遮断器の回路構成

開発したハイブリッド直流遮断器を多端子型に変形した回路構成を（図 3-4-191）に示す。転流回路部はそれぞれの回線に備えるが、半導体遮断部は全ての回線で共有化している。半導体遮断部を各回線で共通化する事で、システム全体として半導体部品を大幅に削減することができる。

基本的な動作原理は 1 回線向けのハイブリッド直流遮断器と同様である。例えば回線 1 で事故が起きた場合、下記のように動作し回線 1 を切り離す。

- (1) 事故を検知すると、回線 1 の機械断路部と機械遮断部を開極する。
- (2) 転流回路部 1 をオンしてコンデンサを放電し、回線 1 の機械遮断部の電流に零点を生成しアークを消弧する。この時、事故電流は転流回路部 1 に転流している。
- (3) 半導体遮断部をオンにし、転流回路部 1 をオフする。事故電流は半導体遮断部に転流する。
- (4) 半導体遮断部をオフする。事故電流は避雷器に転流する。
- (5) 避雷器でエネルギーが吸収され事故電流が減衰、遮断完了する。

多端子型ハイブリッド直流遮断器では、必要な半導体遮断部の総量を大幅に削減する事が出来る。（表 3-4-16）に、3 回線における、1 回線ハイブリッド直流遮断器と多端子型ハイブリッド直流遮断器の構成部品の総量の比較を示す。1 回線ハイブリッド直流遮断器は、単方向遮断の物を回線の数だけ用意し各回線に配置するため、全ての部品が 3 つ必要になる。一方、多端子型ハイブリッド直流遮断器では、半導体遮断部が全回線で共有化されるため 1 つで済む。半導体遮断部は HVDC 電圧と

同等の耐圧が必要なため、ハイブリッド直流遮断器の部品点数の中でも大きな内訳を占める。したがって削減できた場合の効果は大きい。

表 3-4-16 構成部品の総量の比較 (3 回線の場合)

	1 回線ハイブリッド直流遮断器 × 3	多端子型ハイブリッド直流遮断器
断路部	3	3
遮断部	3	3
半導体遮断部	3	1
避雷器	3	1
ブロッキングダイオード	3	3
転流回路部	3	3
転流リアクトル	3	3
リアクトル	3	3

ここでは 3 端子の節点に構成する場合を例示したが、4 端子以上の節点でも同様に構成可能である。端子数が多くても半導体遮断部の数は常に 1 なので、端子数が多いほど削減効果は大きくなる。

多端子型ハイブリッド直流遮断器が事故回線のみを遮断できる事を検証するため、瞬時値回路シミュレーション (PSCAD/EMTDC) で動作を確認した。回路構成は (図 3-4-191) の 3 端子構成である。(図 3-4-192) にシミュレーション結果の波形を示す。検証目的が回路の原理検証なので、電圧・電流は p.u. 値で示す。事故前の通常状態において、電流は回線 3 から回線 1、2 に流れている。

- (a) で回線 1 で事故が発生し、回線 1 の電流 i_1 が増加していく。
- (b) で直流遮断器が事故を検出し、回線 1 の機械断路部と機械遮断部に開極指令を出している。
- (c) で転流回路部 1 にオン信号を与え、コンデンサを放電する事で機械遮断部の電流 i_{Br1} が転流回路部 1 に転流し減少している。
- (d) で転流が完了し、転流回路部 1 をオフし半導体遮断部をオンする事で機械断路部の電流 i_{Dis1} は半導体遮断部に転流し半導体遮断部電流 i_{SB} が増加している。
- (e) で半導体遮断部をオフし、事故電流は避雷器に転流し遮断完了する。事故電流のエネルギーは避雷器で消費され、避雷器電流 i_{Ar} は減衰してゼロに至り遮断が完了する。

事故が起きた回線 1 の遮断が完了すると、電流は回線 3 から回線 2 へと流れ、遮断された回線以外で送電が継続されている事が分かる。この結果より、多端子型ハイブリッド直流遮断器は、半導体遮断部を共通化しても事故回線のみを遮断できる事が検証された。

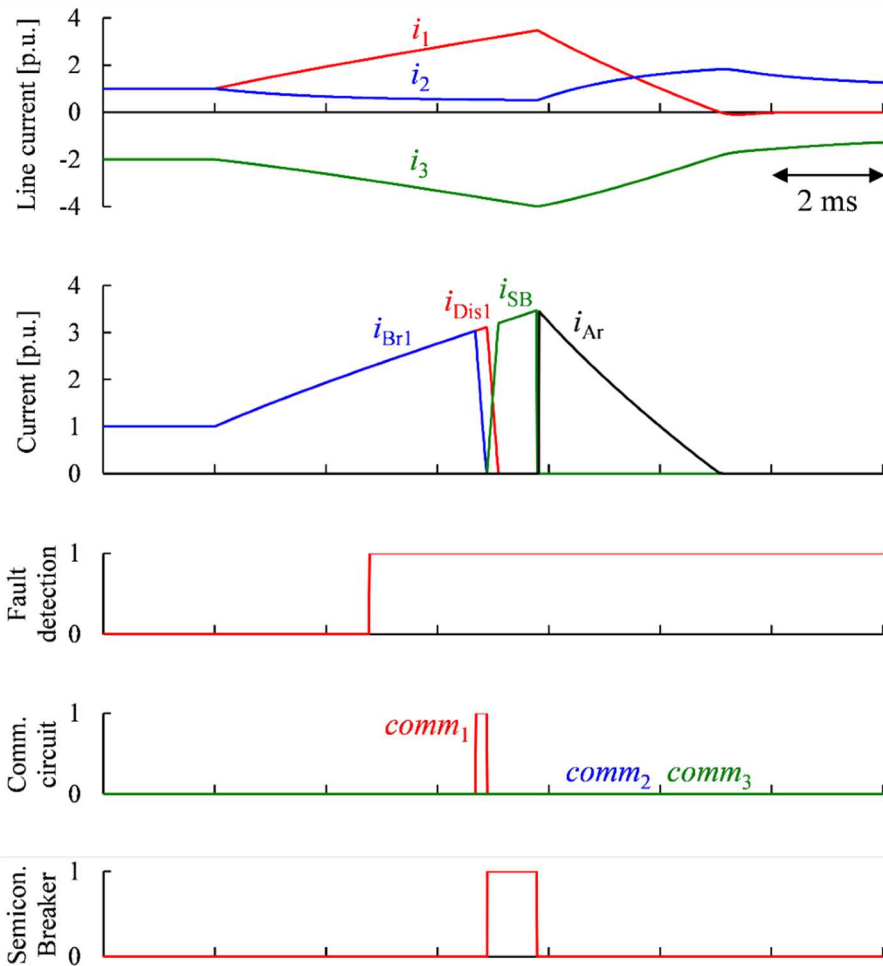


図 3-4-192 多端子型ハイブリッド直流遮断器のシミュレーション波形

参考文献

- [1] NEDO：平成 26 年度成果報告書「洋上風力向け直流送電システムの基礎検討」（実施者：東芝），（2015）

(d). 遮断試験方法の開発

近年での弊社における高電圧直流遮断器の遮断試験の実績として、北海道本州や紀伊水道（2 端子送電）での高電圧直流送電設備向け帰線路用途直流遮断器の遮断試験がある。この試験での事故電流供給には整流器を用いているが、本テーマに対しては整流器の設備容量が不足するため、ハイブリッド直流遮断器の遮断試験を実施するならば、大容量整流器が必要となり、膨大な費用を要する。従って、ハイブリッド直流遮断器の遮断性能を検証するための試験方法の開発を新たに開発した。

i. ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方案（組み合わせ試験方案）

数 10kV 直流遮断器の遮断性能を評価する試験回路を（図 3-4-193）に、試験方法を（図 3-4-194）から（図 3-4-200）に示す。本回路は、事故電流及び遮断直後に発生する TIV の供給を目的とする①電流源回路（短絡発電機 Gen、投入開閉器 SW1、変圧器 Tr、電流調整用素子 L、補助遮断器 SW2 にて構成）と、系統電圧相当の電圧の印加を目的とする②電圧源回路（電圧源コンデンサ Cs、電圧源回路抵抗 Rs、補助開閉器 SW3、電圧調整用素子 Ce・Re にて構成）の 2 つの回路から構成されており、小電圧大電流の電流源回路と、高電圧小電流の電圧源回路を電流遮断前に接続させることにより、ハイブリッド直流遮断器の組合せ試験を可能としている。

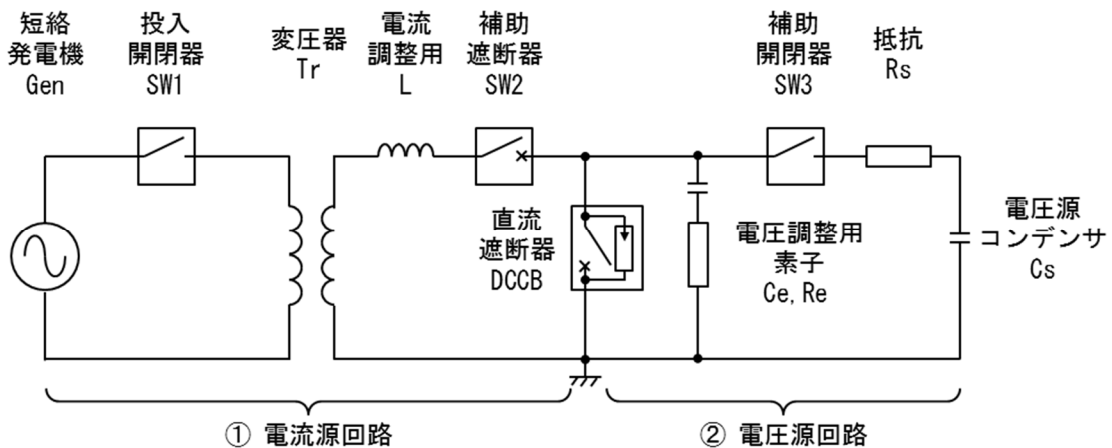


図 3-4-193 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験回路

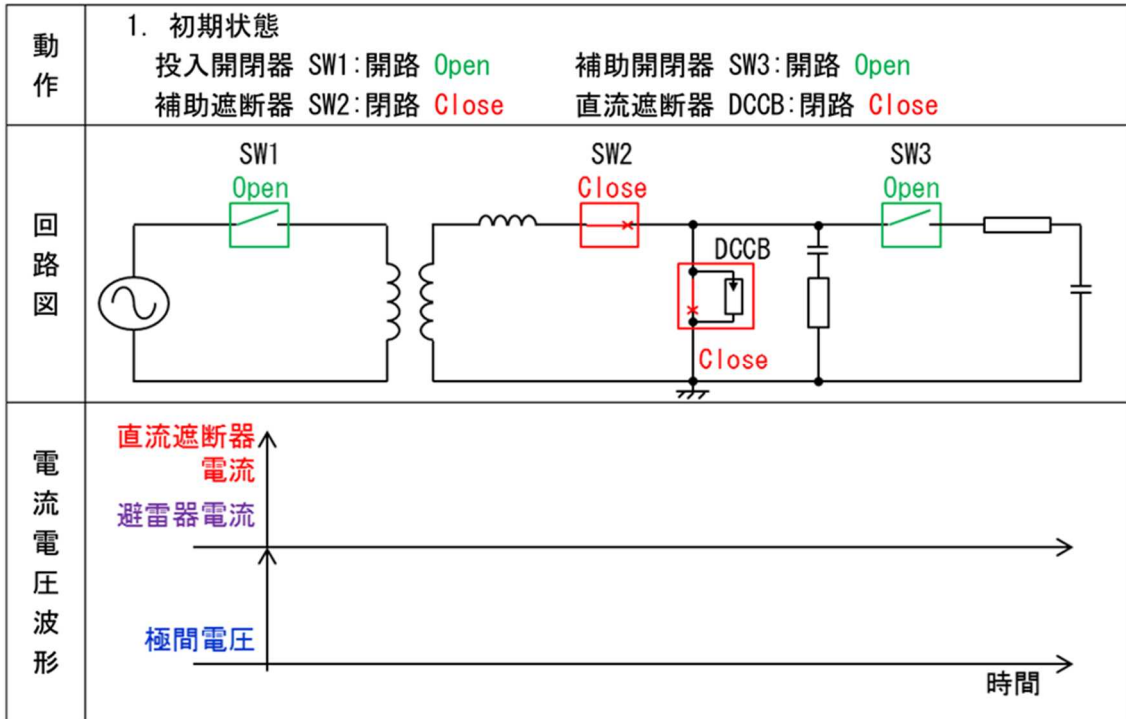


図 3-4-194 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-1

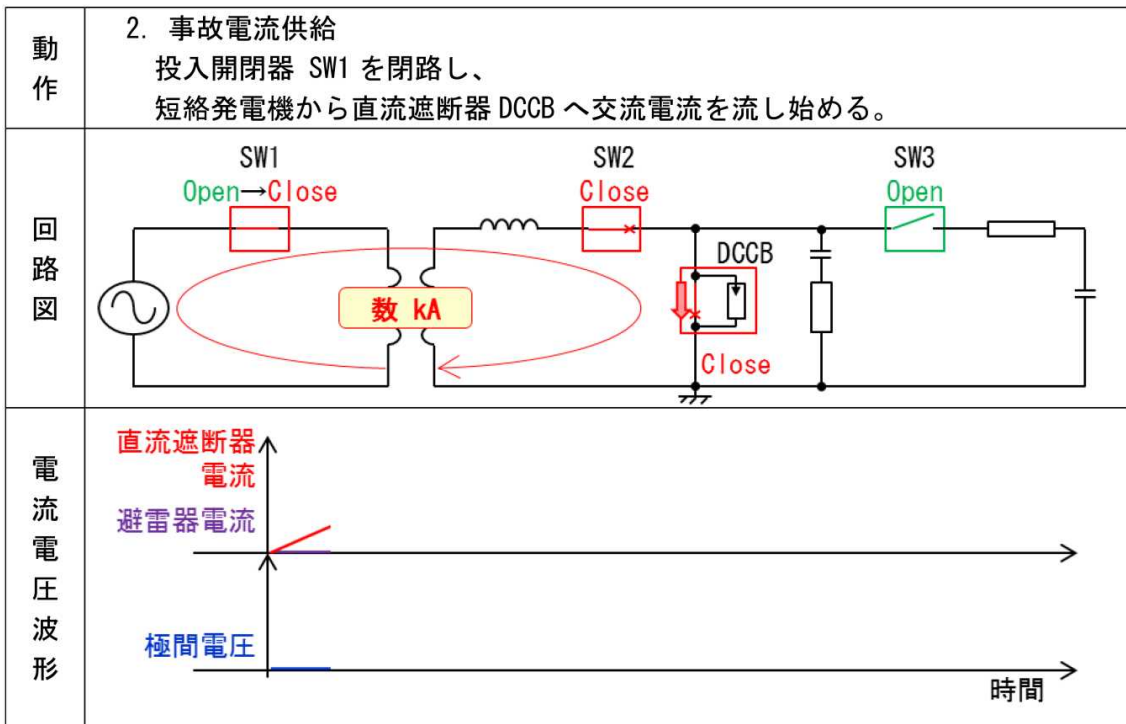


図 3-4-195 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-2

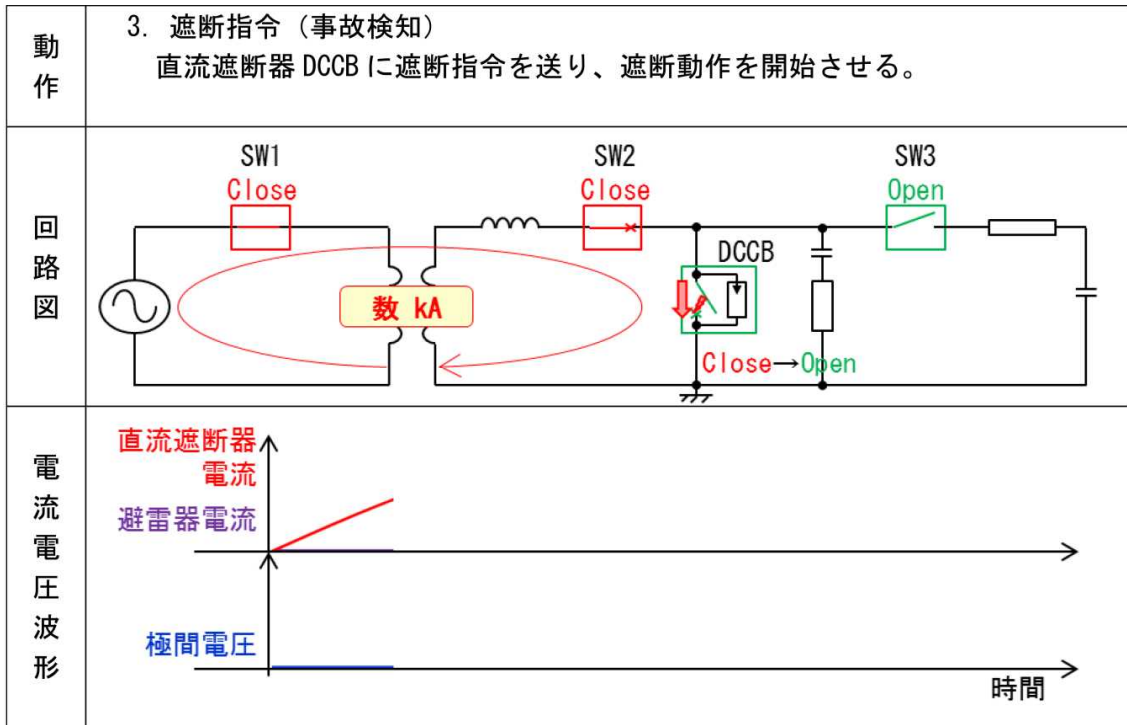


図 3-4-196 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-3

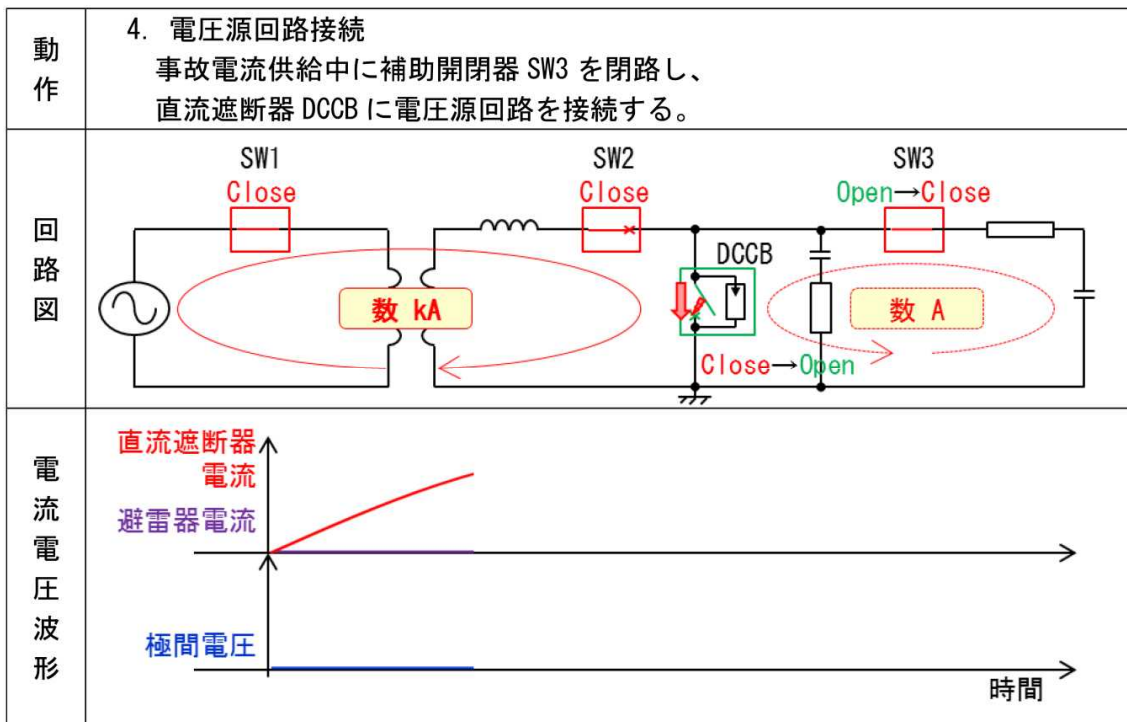


図 3-4-197 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-4

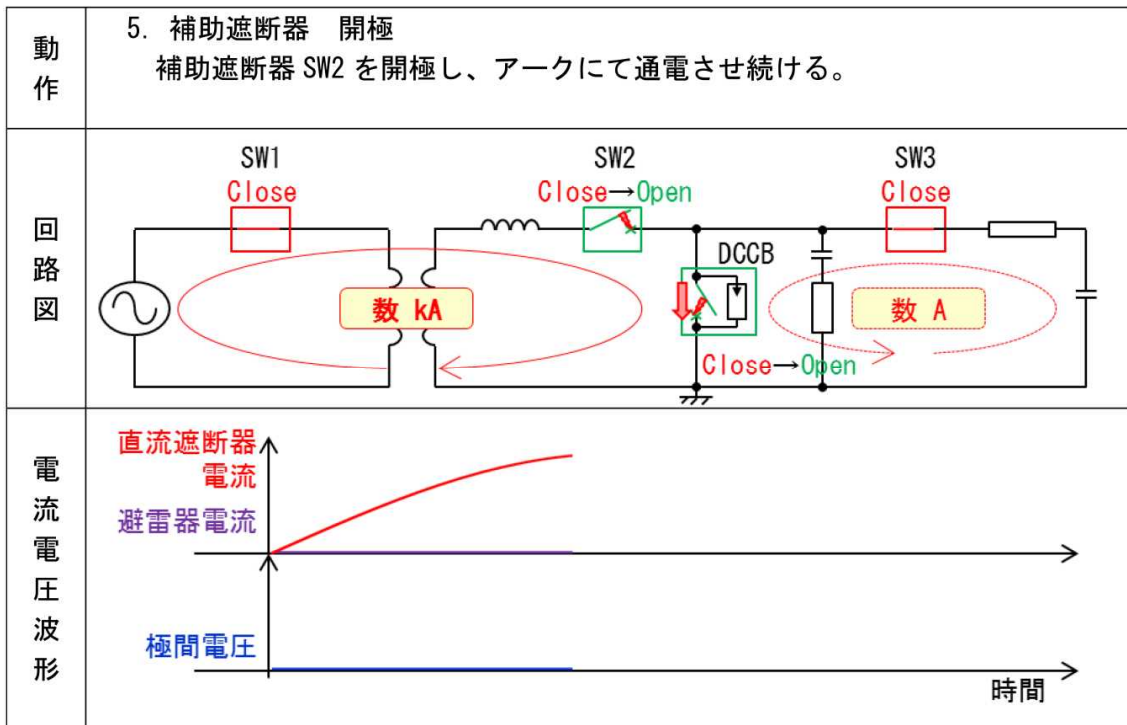


図 3-4-198 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-5

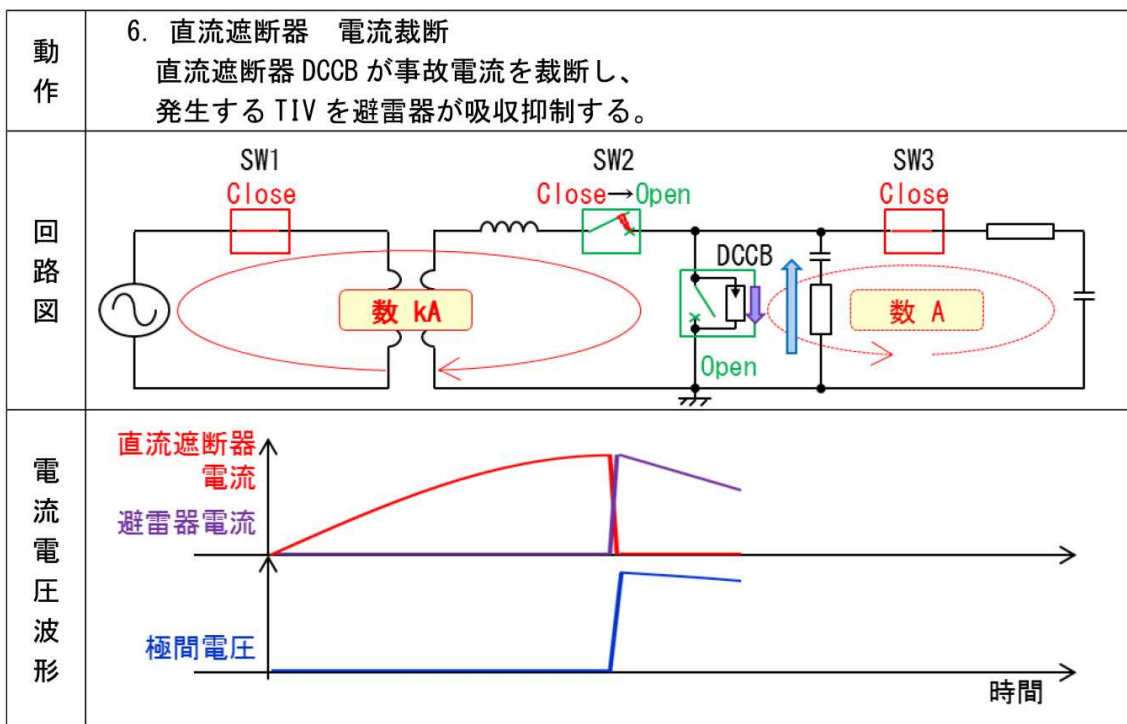


図 3-4-199 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-6

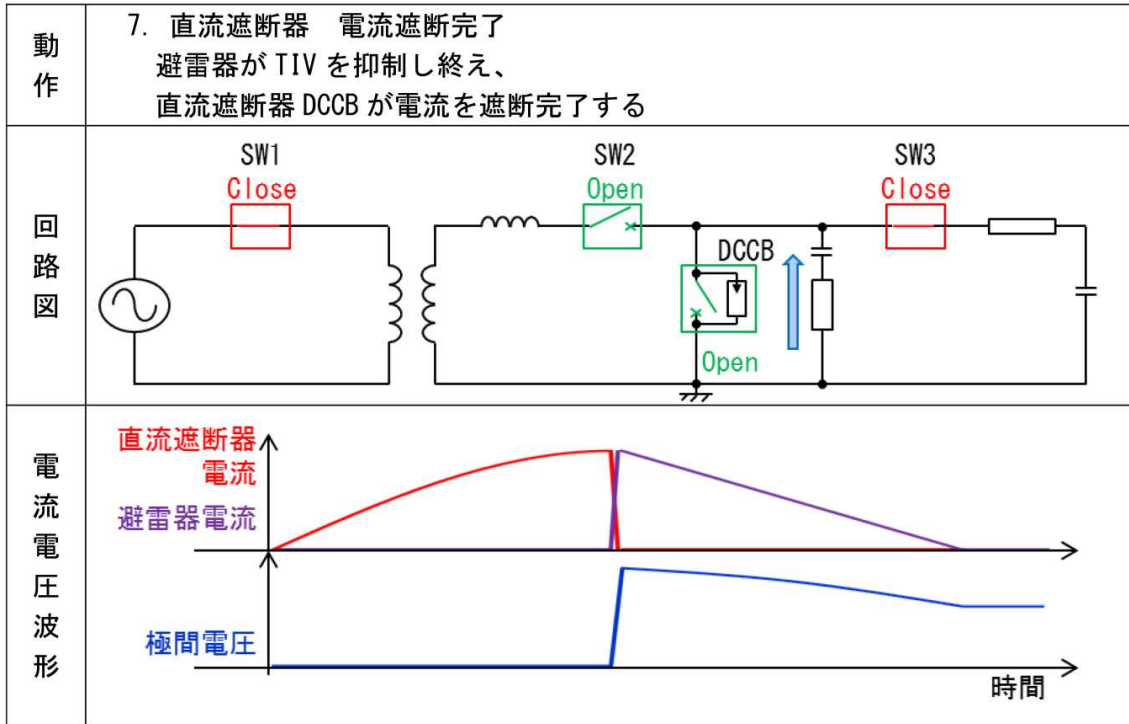


図 3-4-200 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法-7

これらの試験回路及び方法を用いて、10kV 原理検証モデルと数十 kV ユニット器（今回は 80kV/unit を想定）にてシミュレーションを実施した。それぞれの試験条件、シミュレーション結果、及び 10kV 原理検証モデルの試験結果（(f)章に記載）を（表 3-4-17）に、シミュレーション結果の電流電圧波形を（図 3-4-201）と（図 3-4-202）に示す。シミュレーション結果から、2 つの条件に対して試験条件通りの電流、電圧の供給が可能であることが判る。実際の試験結果では、試験条件以上の裁断電流及び TIV 波高値の供給、試験条件よりも高速遮断（4.82ms）となったが、10kV 原理検証モデルの遮断能力を評価することができ、また開発した試験回路及び方法にてハイブリッド直流遮断器の遮断試験が可能であることを確認できた。

表 3-4-17 ハイブリッド直流遮断器の遮断試験方法の開発結果

		裁断電流 kA	TIV波高値 kV	遮断時間 ms
10kV 原理検証 モデル	試験条件	9.00	10.0	5.00
	シミュレーション 結果	9.00	10.0	5.00
	試験結果	9.38	11.0	4.82
80kV ユニット器	試験条件	9.00	120	5.00
	シミュレーション 結果	9.00	120	5.00

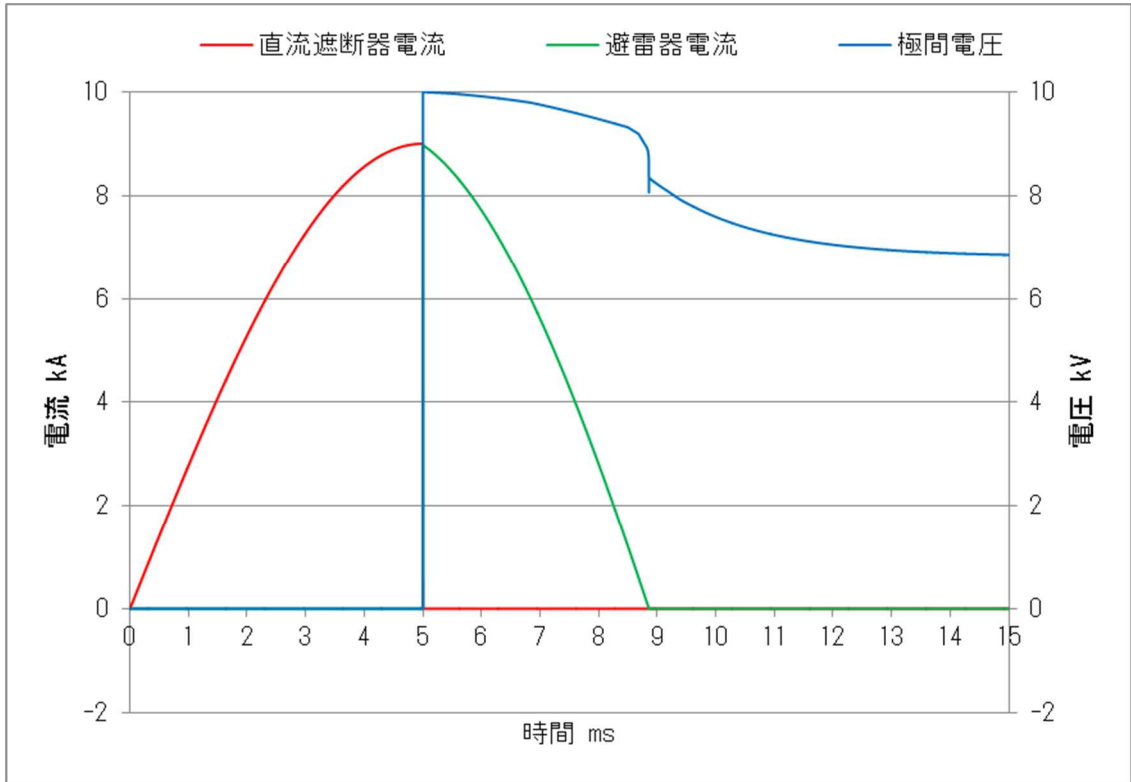


図 3-4-201 10kV 原理検証モデルの試験シミュレーション結果

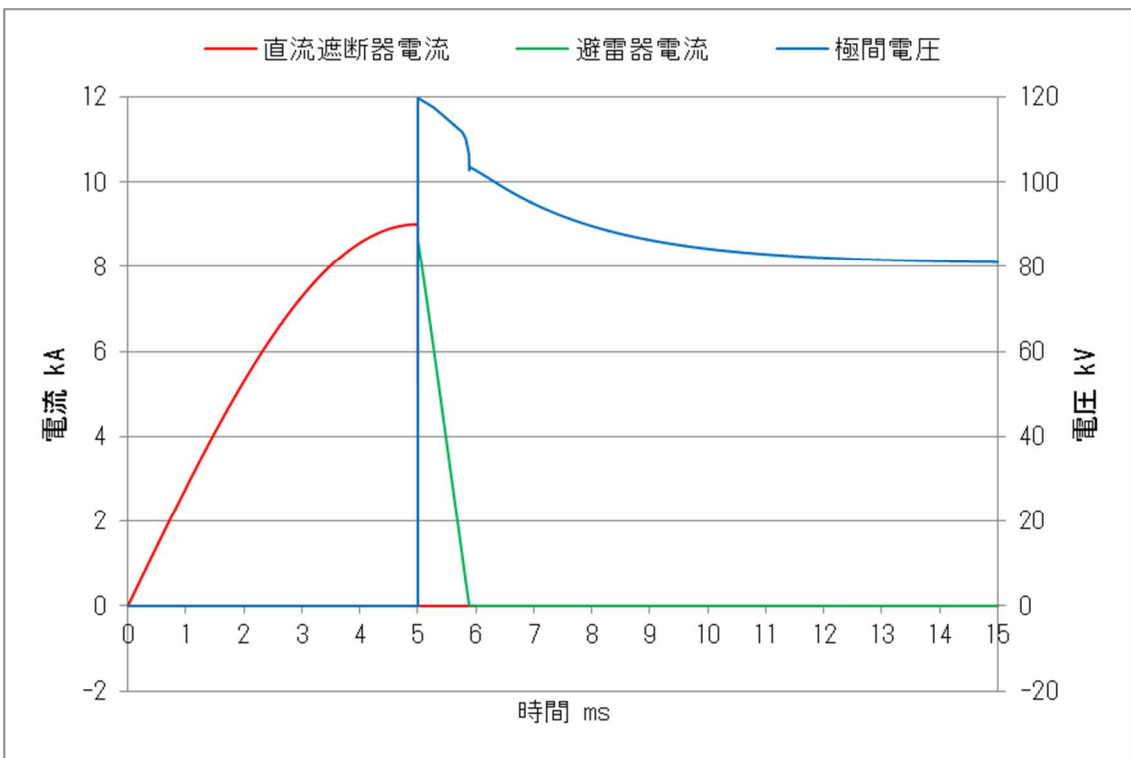


図 3-4-202 80kV ユニット器の試験シミュレーション結果

ii. 機械遮断部単体試験方案

本委託事業で提案するハイブリッド直流遮断器の開発において、事故電流遮断過程で機械遮断部の断路部は、アーク消弧から電流裁断までに絶縁回復を達成しなければならない。この断路部に課せられる責務の中で、アーク消弧から TIV 印加までに絶縁回復時間 (Δt) というものが存在する。この絶縁回復時間を加味した耐電圧性能の検証は、従来の遮断器開発では行われていない。そのため、数十 kV ユニット器における断路部の単体での検証方法を開発する必要がある。

ハイブリッド直流遮断器の断路部に課せられる電流電圧波形は、半導体遮断部含めてすべての機器がなければ再現不可能である。そのため、断路部の性能を単体で確認する代替方法として、(図 3-4-203) に示すような、断路部がアーク通電する時間及びエネルギーが同等以上となる様な電流を供給する電流源回路と、TIV が印加されるタイミング相当にて電圧を印加する電圧源回路を組み合わせた代替試験方法を開発した。

断路部の単体試験の試験回路を(図 3-4-204)に、試験方法を(図 3-4-205)から(図 3-4-210)に示す。本回路は、事故電流相当の負荷となる交流電流の供給を目的とする①電流源回路(短絡発電機 Gen、投入開閉器 SW1、変圧器 Tr、電流調整用素子 L、補助遮断器 SW2 にて構成)と、TIV を模擬した電圧の印加を目的とする②電圧源回路(電圧源コンデンサ Cs、トリガーギャップ Gap、電圧源回路抵抗 Rs、電圧調整用素子 Ce・Re にて構成)の2つの回路から構成されている。

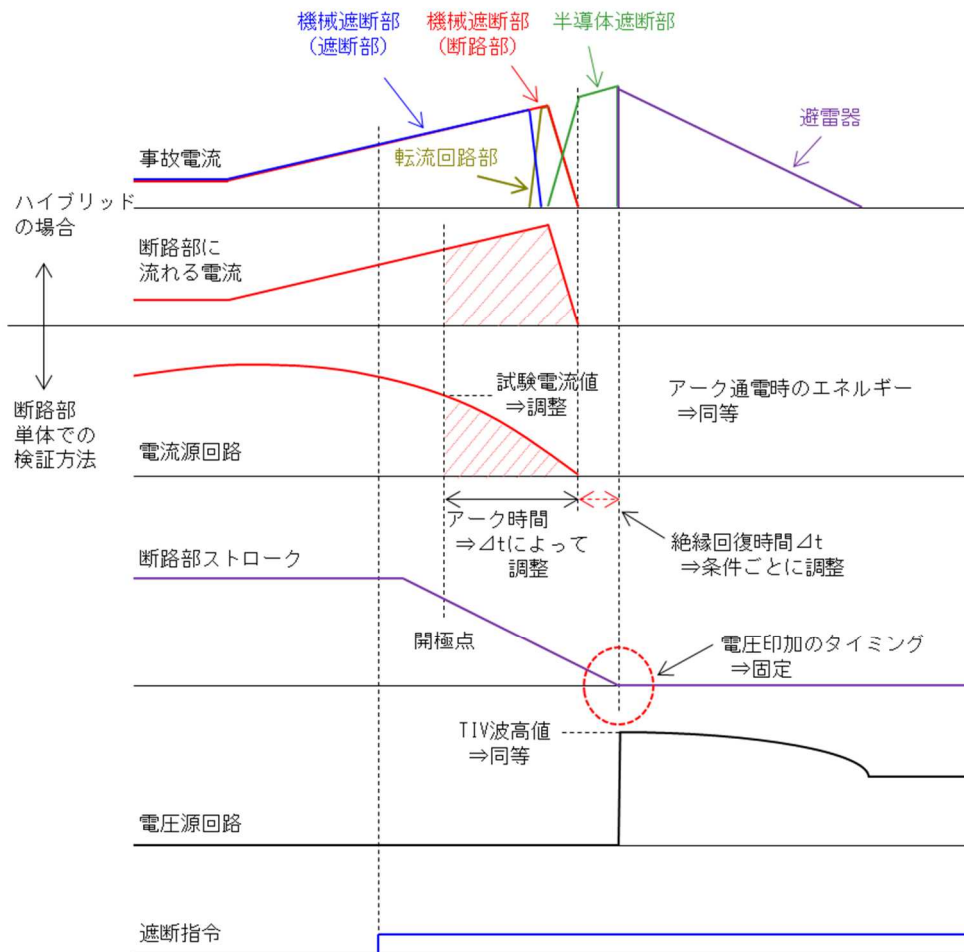


図 3-4-203 断路部の単体試験波形概要断路部の単体試験回路

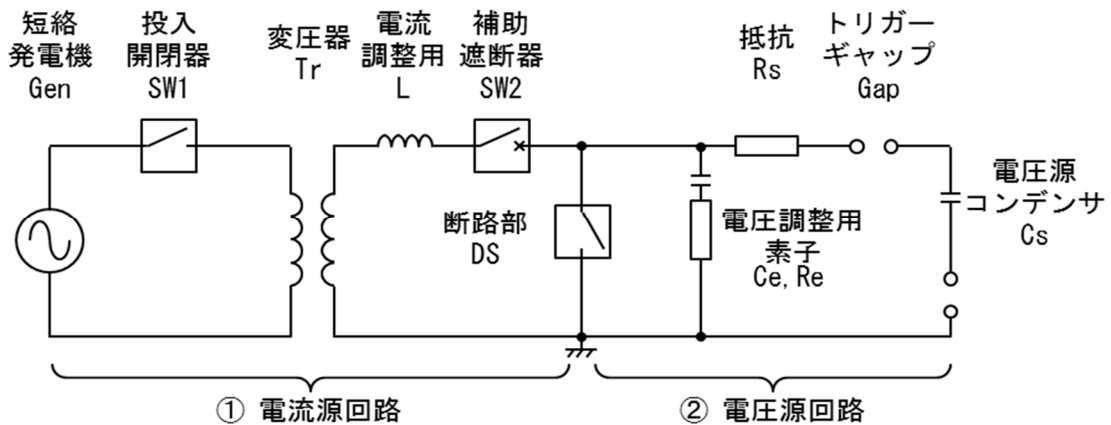


図 3-4-204 断路部の単体試験回路

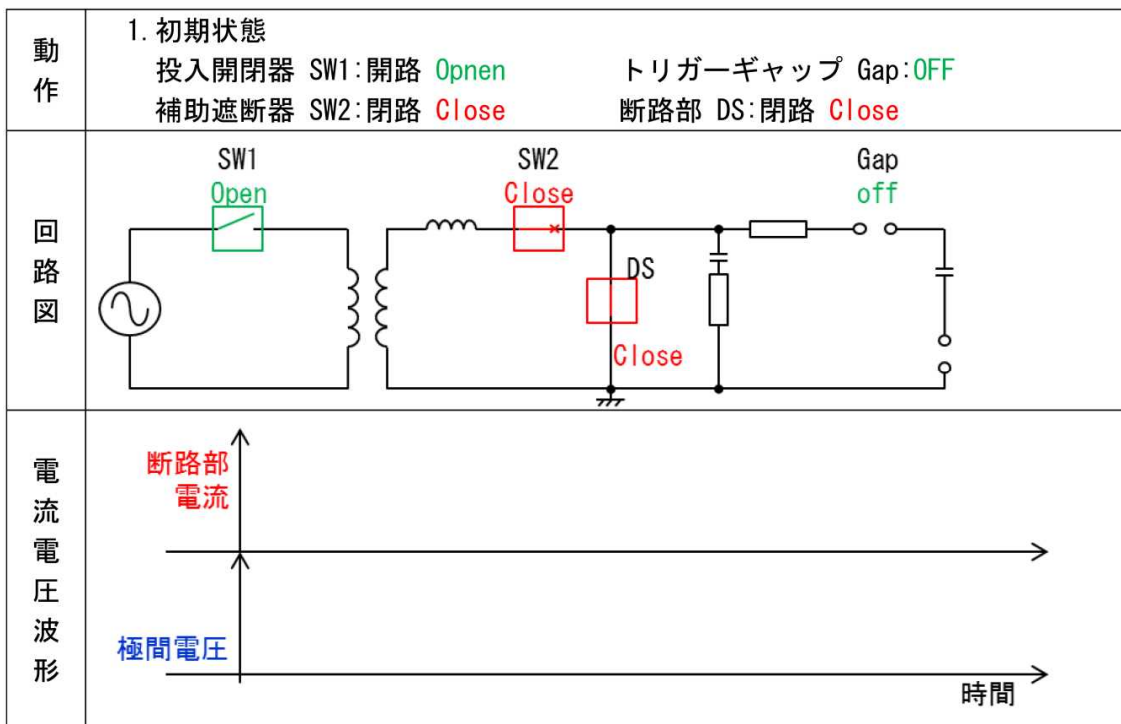


図 3-4-205 断路部の単体試験方法-1

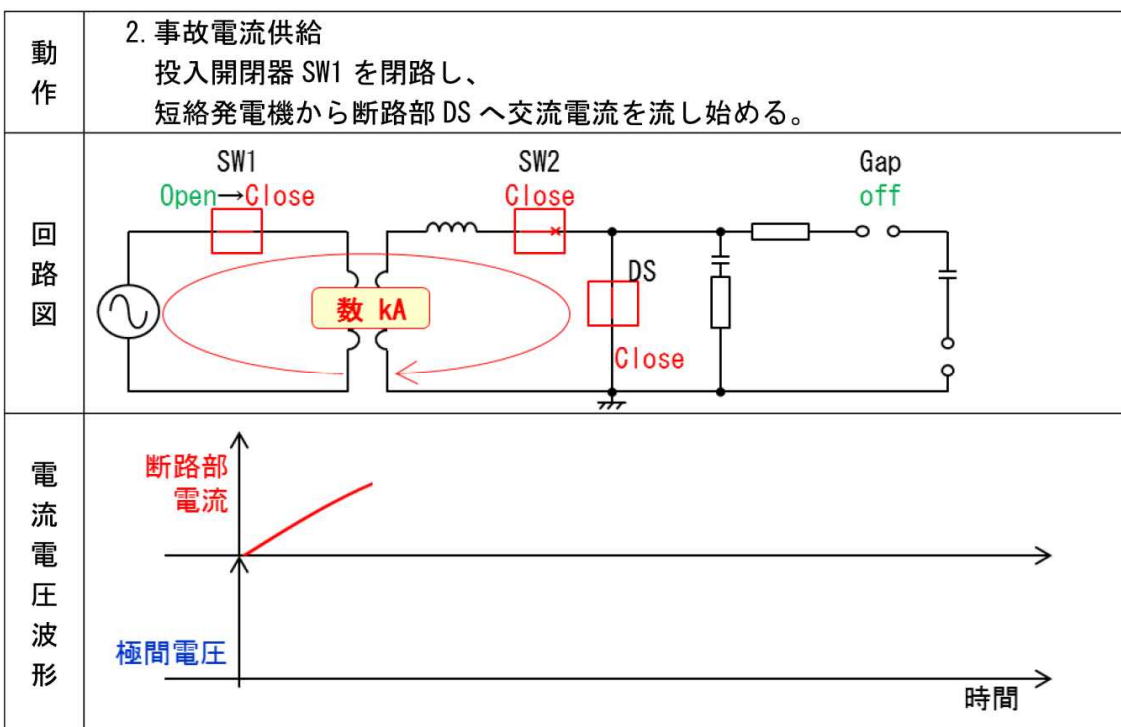


図 3-4-206 断路部の単体試験方法-2

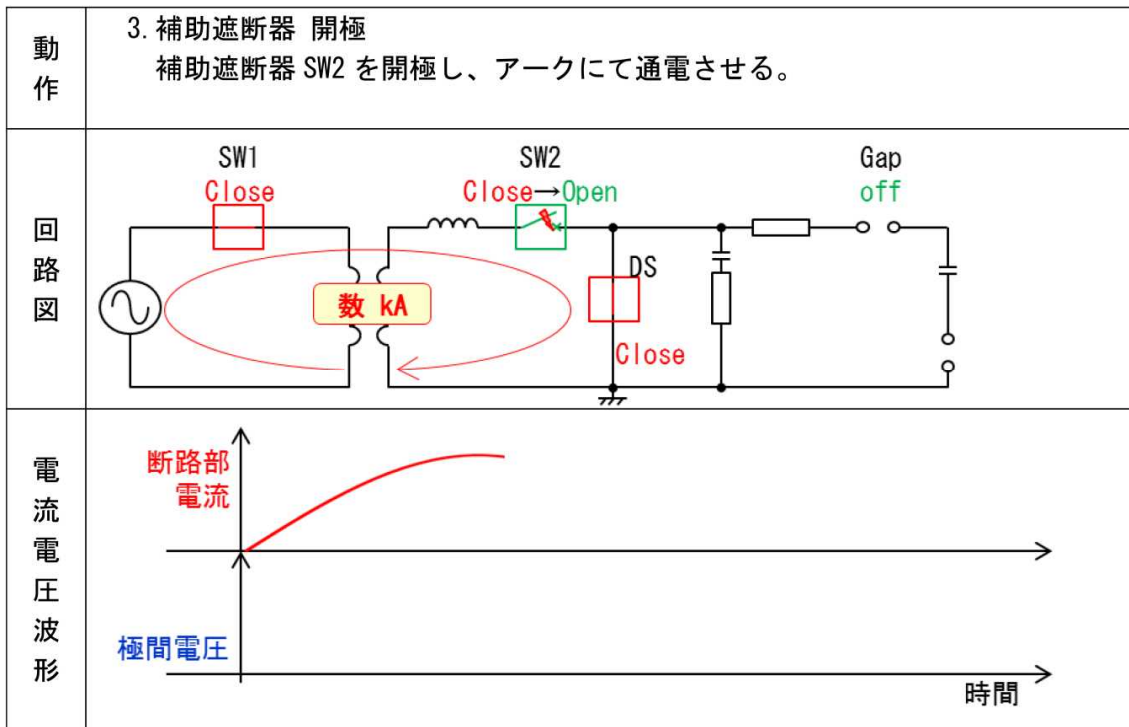


図 3-4-207 断路部の単体試験方法-3

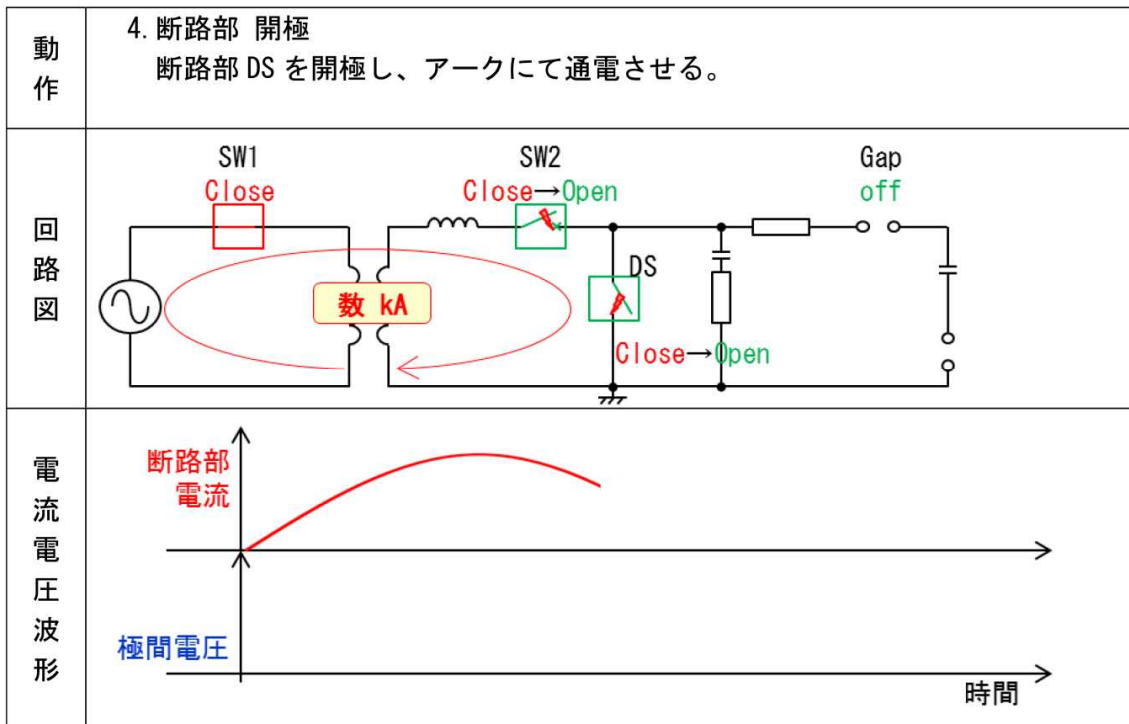


図 3-4-208 断路部の単体試験方法-4

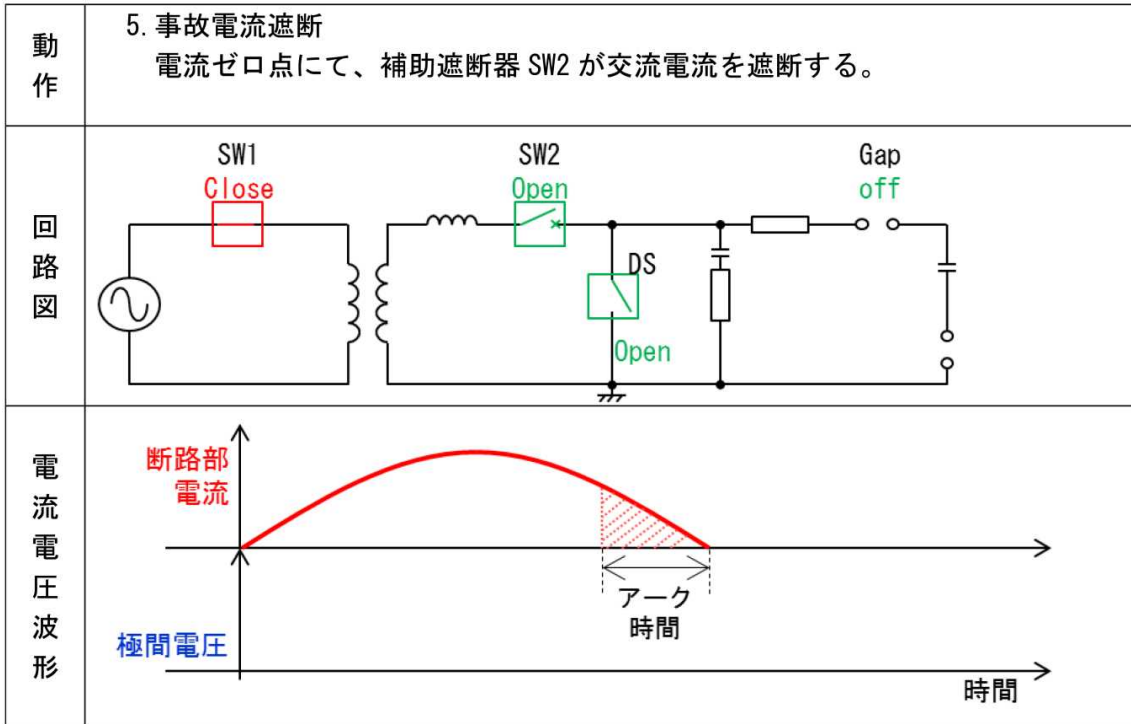


図 3-4-209 断路部の単体試験方法-5

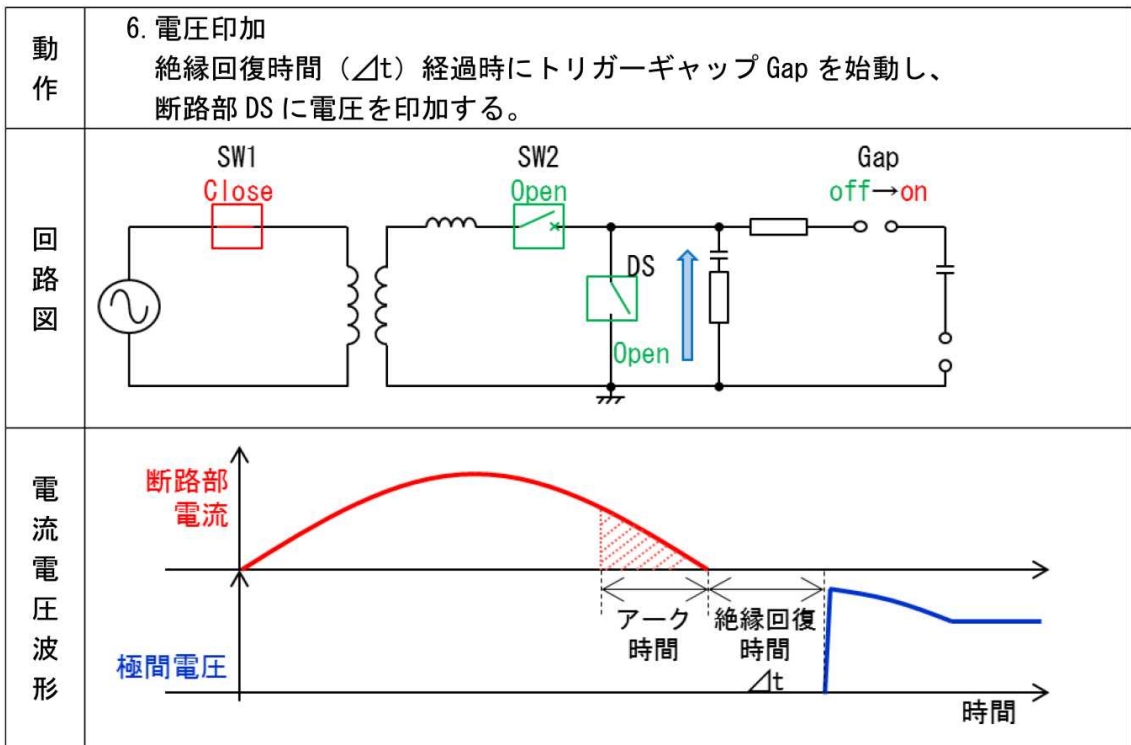


図 3-4-210 断路部の単体試験方法-6

この試験回路及び方法を用いて、数十 kV ユニット器（今回は 80kV/unit を想定）にてシミュレーションを実施した。試験条件、シミュレーション結果及び実際の試験結果（(a) ii (ウ)章に記載）を（表 3-4-18）に、シミュレーション結果の電流電圧波形を（図 3-4-211）に示す。シミュレーション結果から、断路部に供給すべきアーク通電時のエネルギーと TIV を模擬した電圧の印加が可能であることが判る。（表 3-4-18）より実際の試験では、絶縁回復時間を変化させて耐電圧性能の傾向を調査している。また、試験結果は試験条件およびシミュレーション結果に対して大きなエネルギーを供給していた。以上の事から断路部の単体の性能を評価することができ、また開発した試験回路で断路部の単体試験が可能であることを確認できた。

表 3-4-18 断路部の単体試験回路の開発結果

		エネルギー J	TIV波高値 kV
80kV ユニット器	試験条件	422.7	120.0
	シミュレーション 結果	422.7	120.0
	試験結果	429.4	122.0

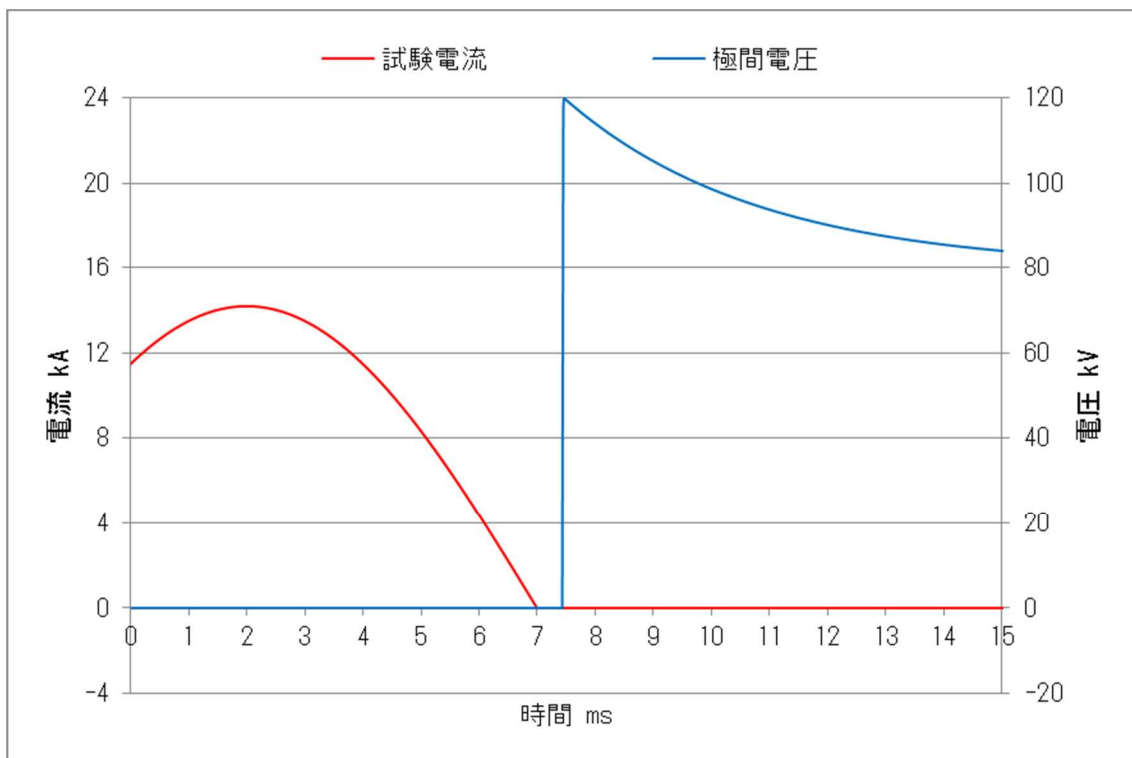


図 3-4-211 断路部の単体シミュレーション結果

(e). ハイブリッド直流遮断器のスケールモデル製作

将来の 500kV 送電にむけ、数十 kV のスケールモデルを製作して遮断検証を行う。
製作した各コンポーネントについて説明する。

i. 製作仕様

機械遮断部と半導体回路部を組み合わせた、スケールモデルの製作仕様を（表 3-4-19）に示す。

表 3-4-19 スケールモデルハイブリッド直流遮断器の製作仕様

項目	定格値
直流電圧	40kV
直流電流	1500A
遮断電流	8kA（目標 8kA 以上）
遮断時間	10ms（5ms 目標）

ii. システム構成

今回製作した 40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器システムの概略の構成を（図 3-4-212）に示す。

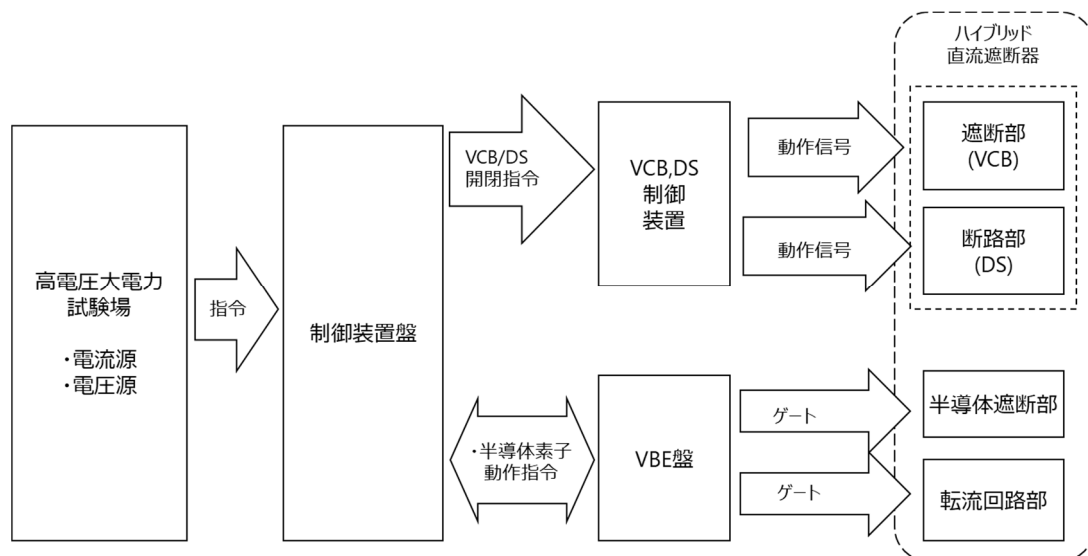


図 3-4-212 40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器のシステム構成

(ア) 機械部スケールモデル

製作した機械部スケールモデルを（図 3-4-213）に示す。断路部と遮断部の接点をそれぞれ両端に配置する構成としている。中央部にはそれぞれの電磁反発操作機構を対向配置しており、同じタイミングで操作することにより操作振動を打ち消し合う構成にしてある。

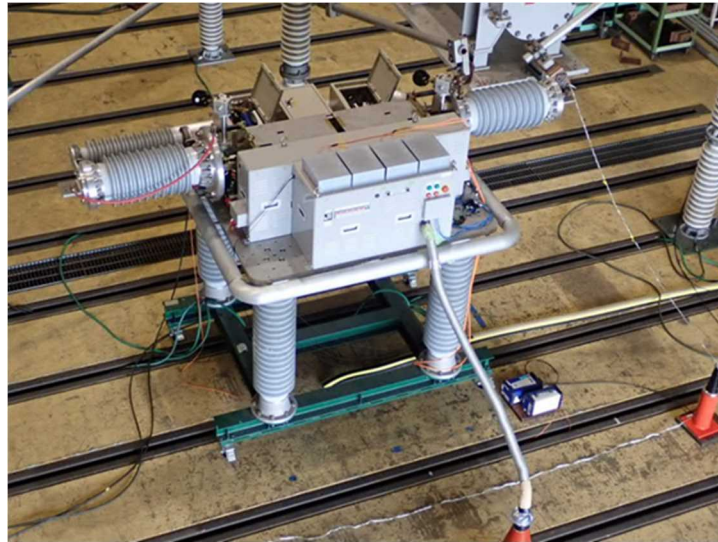


図 3-4-213 機械部スケールモデル

(イ) 半導体部スケールモデル

製作した半導体スケールモデルを（図 3-4-214）に示す。対地に対して直流 40kV の絶縁をする絶縁碍子架台を組み、高電圧化回路図（図 3-4-176）に示すように、直流 40kV に設計し、半導体遮断部、転流回路部、ブロッキングダイオードを構成した。

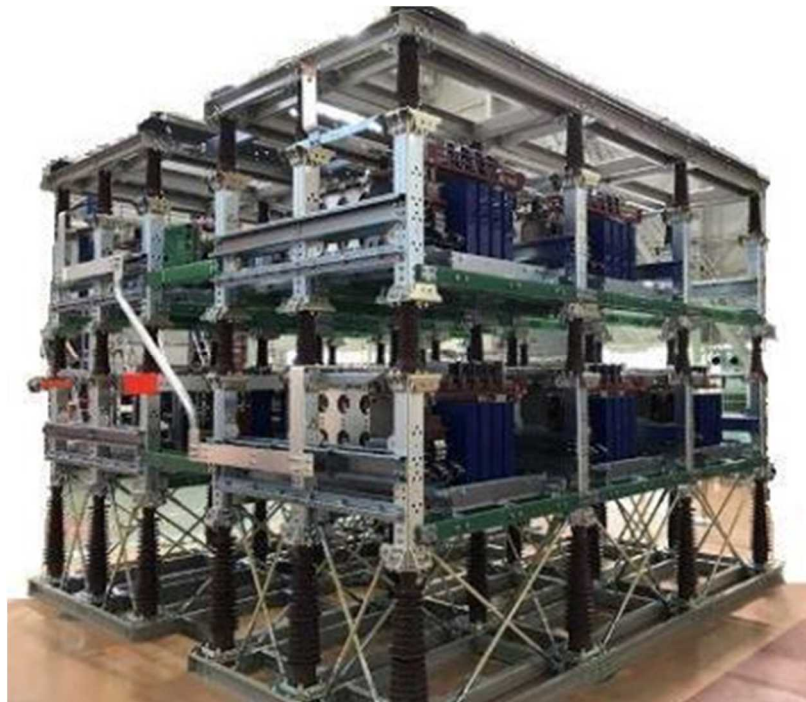


図 3-4-214 半導体部スケールモデル

(ウ) 制御装置

制御装置を（図 3-4-215）に示す。制御装置は（図 3-4-212）に示すように、ハイブリッド直流遮断器に対し、高電圧大電力試験場からの試験開始指令を受け、VCB・DS制御装置とVBE盤を介し、ハイブリッド直流遮断機の各コンポーネント（遮断部（VCB）、断路部（DS）、半導体遮断部、転流回路）を操作する。制御装置の主な機能は以下の通り。

- ・ 転流タイミング演算
- ・ 遮断シーケンスと指令送出

ハイブリッド直流遮断器の動作シーケンスと制御は(c) i 章と(c) ii 章で述べた通りである。外観を（図 3-4-215）に示す。10kV器（図 3-4-186）と外観は同じであるが、40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器システムを構成する周辺機器とのインターフェースの改造を加えた。



図 3-4-215 制御装置

(エ) VBE 盤

VBE 盤を（図 3-4-216）に示す。VBE 盤は（図 3-4-212）に示すように、制御装置盤からの指令を受け、ハイブリッド直流遮断器の半導体遮断部、転流回路部にゲート信号を与えることで操作する構成とした。

半導体部、転流回路部と VBE 盤との間の信号の授受は光ケーブルを介して行い、ノイズ等による誤動作の影響を極小化した。



図 3-4-216 VBE 盤

(f). 10kV 原理検証モデルによる原理検証

10kV 原理検証器を製作し、遮断試験を実施した。(図 3-4-217) に試験構成を示す。また、(表 3-4-20) に試験条件を示す。原理検証試験のシーケンスを説明する。試験回路から遮断指令信号が送られると、機械遮断部(断路部)と機械遮断部(遮断部)はそれぞれ開極を始める。機械遮断部(遮断部)の電流を検出し、所望の時間(本試験では 2.0ms)に機械遮断部(遮断部)の電流をゼロにするように転流回路部の半導体をオンする。機械遮断部(遮断部)の電流がゼロになった後、半導体遮断部をオン、転流回路部の半導体をオフすることで、事故電流は半導体遮断部に転流する。遮断指令から 3.0ms 後、半導体遮断部をオフすることで、事故電流は避雷器に転流し遮断完了となる。

原理検証試験波形を(図 3-4-218)に示す。遮断指令から 2.0ms 後に機械遮断部に電流ゼロ点が生成され、その後機械遮断部(断路部)のアーキが消弧して電流遮断されている。さらに、遮断指令から 3.2ms 後に半導体遮断部の電流が遮断されていることが分かる。ハイブリッド直流遮断器により、直流電流を遮断できることを確認した。

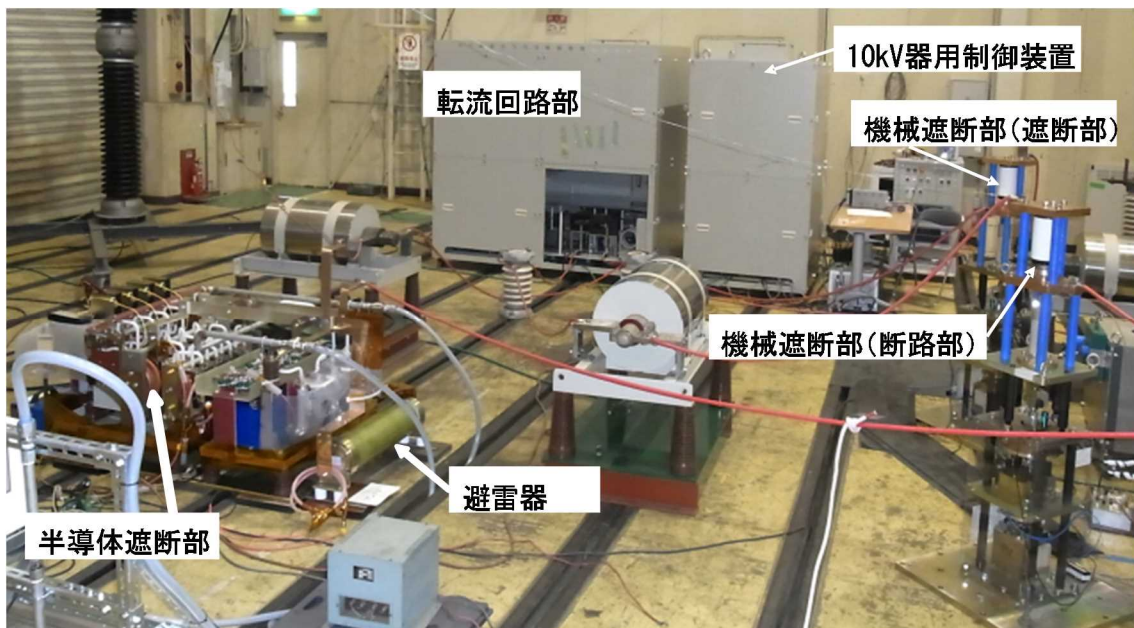


図 3-4-217 ハイブリッド直流遮断器 遮断試験構成

表 3-4-20 試験条件

項目	値	単位
定格電圧	6.7	kV
事故電流	1500	A

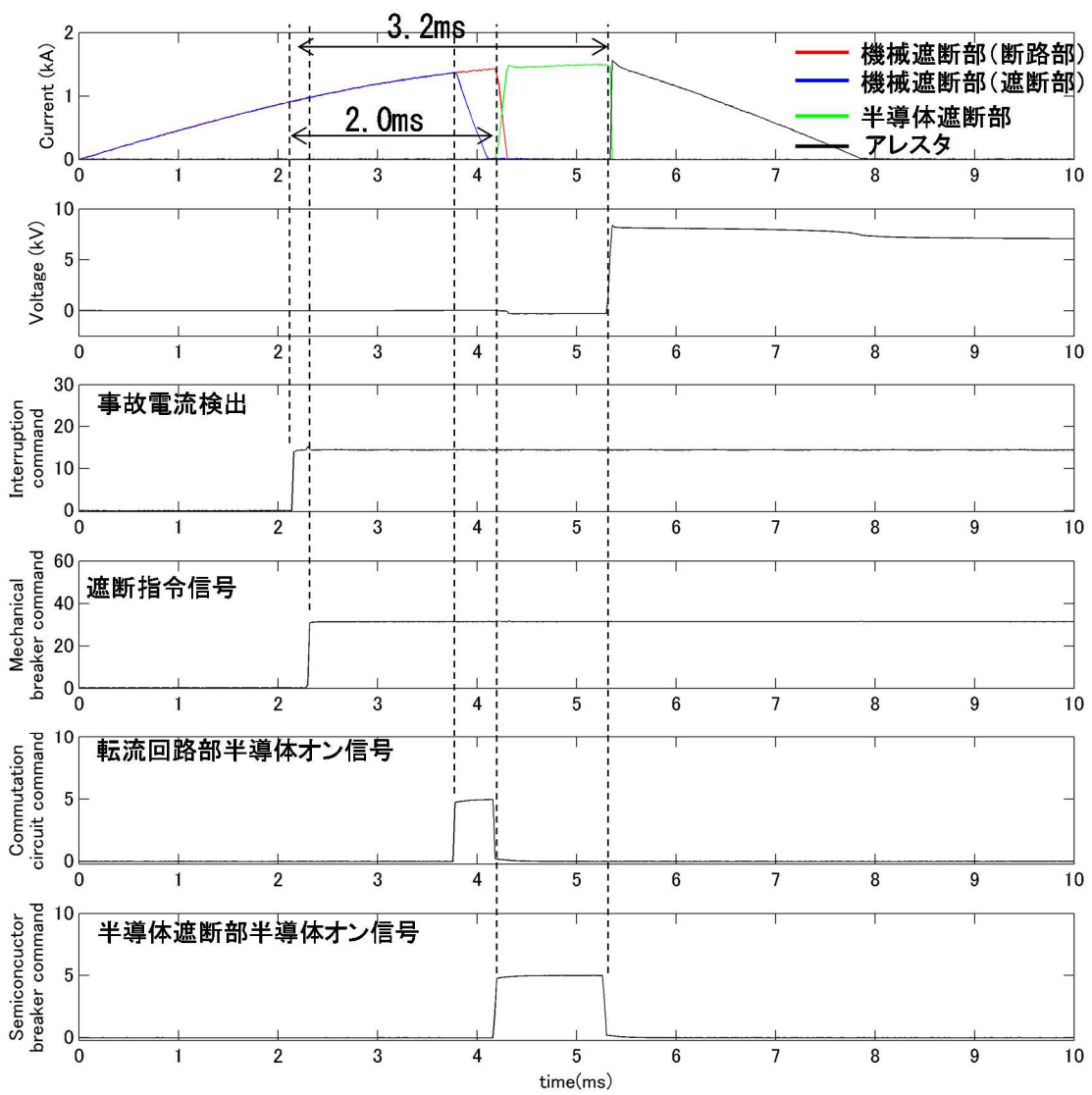


図 3-4-218 ハイブリッド直流遮断器 遮断試験波形

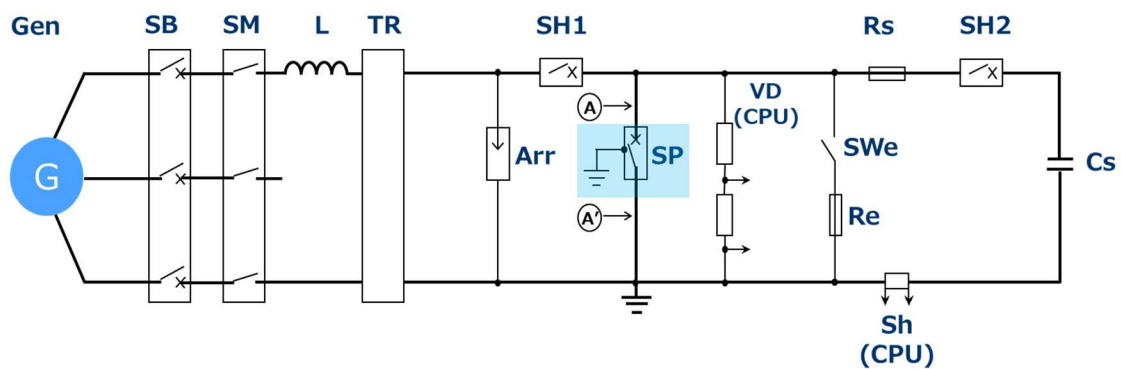
(g). スケールモデルハイブリッド直流遮断器による遮断検証

40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器を製作し、弊社浜川崎工場の大電力試験設備を用い、開発した直流遮断器試験方法で検証を行った。

遮断試験回路図を（図 3-4-219）、試作したスケールモデルハイブリッド直流遮断器を（図 3-4-220）、また、試験条件を（表 3-4-21）に示す。

40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器の遮断検証試験シーケンスを説明する。試験回路から遮断指令信号が送られると、機械遮断部（断路部）と機械遮断部（遮断部）はそれぞれ開極を始める。機械遮断部（遮断部）の電流を検出し、所望の時間（本試験では 2.0ms）に機械遮断部（遮断部）の電流をゼロにするように転流回路部の半導体をオンする。機械遮断部（遮断部）の電流がゼロになった後、半導体遮断部をオン、転流回路部の半導体をオフすることで、事故電流は半導体遮断部に転流する。遮断指令から 3.0ms 後、半導体遮断部をオフすることで、事故電流は避雷器に転流し遮断完了となる。40kV スケールモデルでの検証試験波形を（図 3-4-221）に示す。検証試験の結果、目標の遮断電流 8 kA を上回る電流値 14.9kA を、裁断時間 5ms 以下の 2.9ms で裁断し、当初の目標を達成した。

今回の開発により提案するハイブリッド直流遮断器の直流電流遮断の動作原理が実証され、スケール試験は 40kV であったが、半導体素子の多直列化と、機械断路部の多直列化による高電圧化により、直流電圧 500kV に対応するハイブリッド直流遮断器の設計が可能になった。今後、実用化では、実案件に基づく詳細検討項目を踏まえた設計と製品フルスケールでの型式検証試験が必要になる。



Gen	短絡発電機	SH1	補助遮断器	Sh(CPU)	分流器(波形解析装置)
SB	保護遮断器	SP	供試遮断器(直流遮断器)	SH2	補助遮断器(投入用)
SM	投入開閉器	VD(CPU)	分圧器(波形解析装置)		
L	電流調整用素子	SWe	スイッチ		
TR	変圧器	Re	抵抗		
Arr	供試遮断器保護用避雷器	Rs	電圧源回路抵抗		

図 3-4-219 ハイブリッド直流遮断器 遮断試験回路図



図 3-4-220 スケールモデルハイブリッド直流遮断器（試作器）

表 3-4-21 スケールモデル遮断試験条件

直流電圧	40kV
遮断電流	8kA 以上
裁断時間	5ms 以下

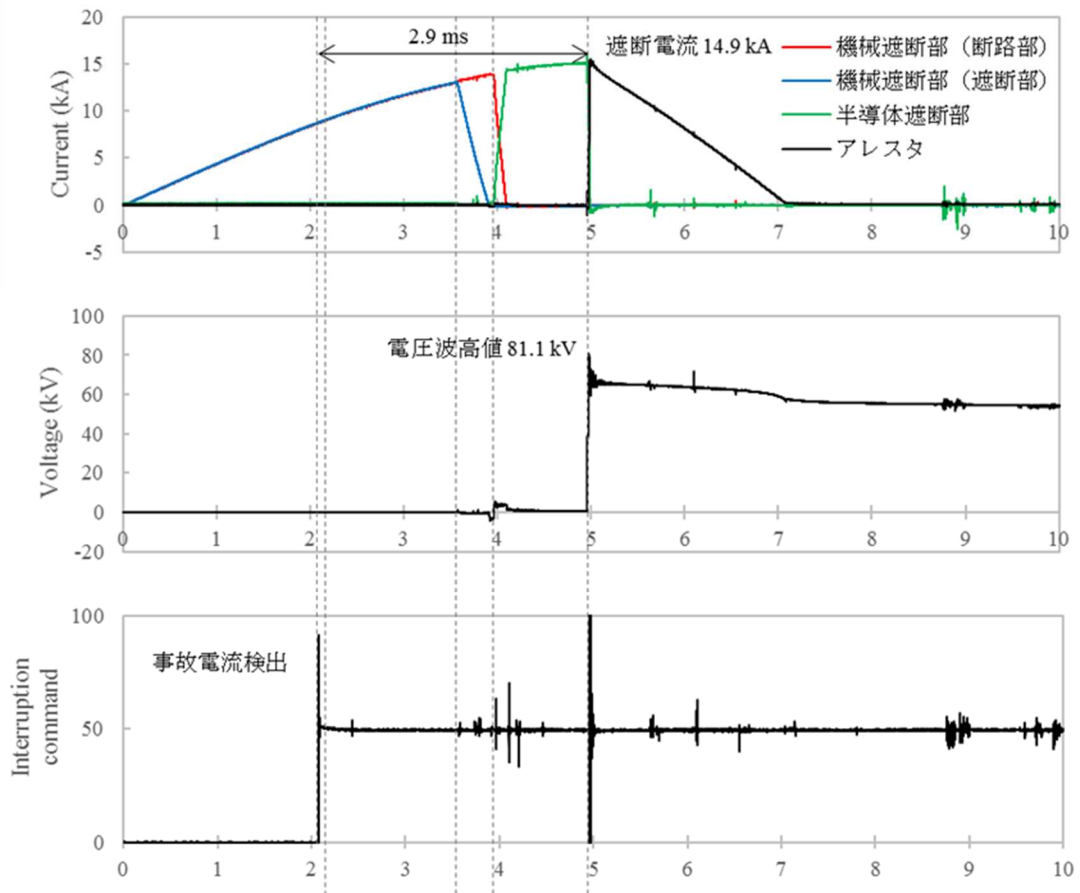


図 3-4-221 40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器 遮断試験波形

II. まとめ

多端子直流システムの実用化を目指し、将来的に直流電圧 500kV、電流 1500A の送電を想定し、大容量ハイブリッド直流遮断器を開発した。定常時は機械接点だけを通電とし、定常通電損失 ≈ 0 とした大容量ハイブリッド直流遮断器を開発することがポイントである。その成果として 40kV スケールモデルハイブリッド直流遮断器を製作し、**遮断電流 8kA 以上 裁断時間 5ms 以下**を得た。

今回の開発により提案するハイブリッド直流遮断器の直流電流遮断の動作原理が実証され、スケール試験は 40kV であったが、半導体素子の多直列化と、機械断路部の多直列化による高電圧化により、直流電圧 500kV に対応するハイブリッド直流遮断器の設計が可能になった。今後、実用化では、実案件に基づく詳細検討項目を踏まえた設計と製品フルスケールでの型式検証試験が必要になる。

開発目標を（表 3-4-22）に、提案するハイブリッド直流遮断器回路と開発内容を（図 3-4-222）に示す。以下、成果を述べる。

表 3-4-22 大容量ハイブリッド直流遮断器の開発目標

項目	定格値
直流電圧	数 10kV
直流電流	1500A
遮断電流	8kA 以上
裁断時間	5ms 以下

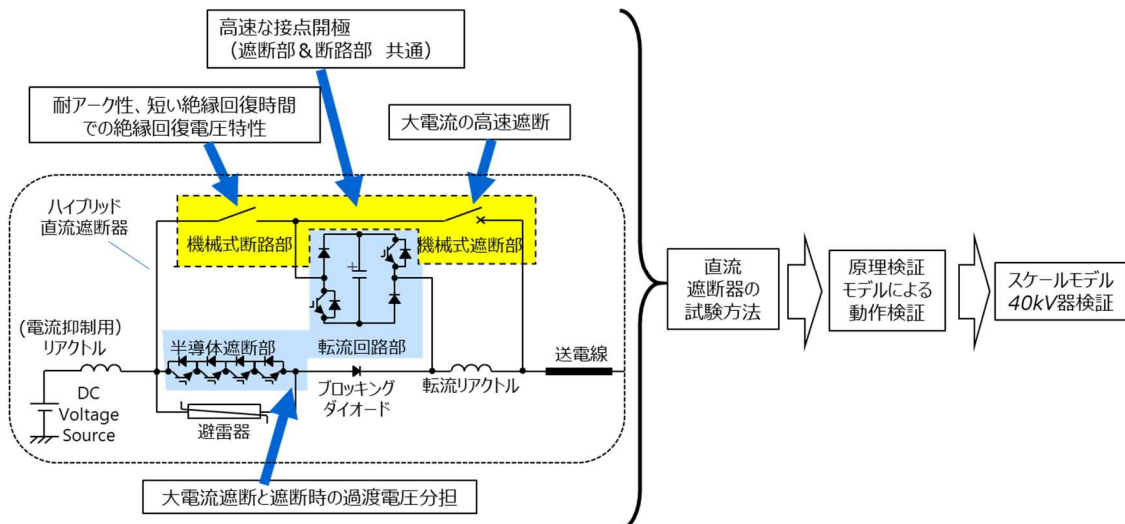


図 3-4-222 開発するハイブリッド方式の直流遮断器回路と開発内容

(a). **機械部（遮断部・断路部の開発）**

機械式遮断部、断路部に要求される性能は高速・高応答に開極可能な操作機構と高速電流遮断および遮断後の耐電圧性能である。この性能を達成するため、電磁反発機構、高耐久ベス、動作部の軽量化、電界設計とガス吹付による絶縁回復特性の向上を図った。これにより、遮断部については、指令から遮断部の電流零まで 2ms 以下、遮断電流 8kA 以上、極間耐圧 DC20kV 以上を達成した。断路部については、指令から TIV まで 3ms 以下、断路電流 8kA 以上、絶縁回復時間 0.5ms 以内、絶縁回復電圧 120kV 以上を達成した。

(b). **半導体部（遮断部・転流回路部の開発）**

半導体遮断部、半導体転流回路部に要求される性能は、半導体素子の定格（4.5kV-2.1kA）を上回る事故電流遮断と、遮断時に発生する過渡電圧抑制である。この開発ではスナバ回路を適用し、半導体遮断部回路、転流回路とも半導体素子の定格電圧以下の過渡電圧で、8kA 以上の大電流遮断を達成した。

(c). **ハイブリッド直流遮断部の開発**

提案するハイブリッド直流遮断器では、定常通電損失 ≈ 0 とするため、通常は機械接点を通して送電し、事故時に送電電流を半導体に転流し、高速にこの電流を遮断するように各要素を制御する必要がある。この動作を実現するため、制御アルゴリズムを開発し、シミュレーションと 10kV 原理検証器、及び 40kV スケールモデルを製作して試験を行い、動作原理を確認した。

(d). **遮断試験方法の開発**

直流遮断器の遮断性能確認には、直流送電網における事故時の電流および電圧波形を再現可能な試験方法が必要である。試験方法の一つとして、予め充電されたコンデンサバンクを電流源および電圧源として使用する方法が考案されている。しかしこの方法は巨大なコンデンサバンクが必要となり、コスト面、設備面で現実的ではない。そこで、当社浜川崎工場内にある高電圧大電流試験場の交流発電機と電圧源コンデンサとを組み合わせた合成遮断試験方法を開発した。これにより交流用の遮断試験設備と同等規模の設備で、直流系統における事故電流遮断性能と遮断後の耐電圧性能が確認可能となった。

(e). **ハイブリッド直流遮断器のスケールモデル製作**

開発内容は、直流電圧 500kV、電流 1500A を想定し、ハイブリッド直流遮断の検証を行うため、40kV 試験用スケールモデルを製作することである。この開発では、

40kV 遮断部断路器スケールモデル、40kV 半導体部スケールモデル、制御装置、VBE 盤を製作した。

(f). 10kV 原理検証モデルによる原理検証

開発内容は、開発するハイブリッド直流遮断方式の原理検証である。この開発では 10kV ハイブリッド直流遮断器を製作し、機械遮断部の高速電流遮断、機械断路器の耐アーク性、短い時間での絶縁回復、機械部を流れる主電流の半導体部への転流、半導体部による電流遮断と直流遮断器としての遮断耐電圧が、想定した通り実現できることを検証した。

(g). スケールモデルハイブリッド直流遮断器による遮断検証

開発内容は、直流電圧 500kV、電流 1500A を想定し、開発したハイブリッド直流遮断の検証を行うため、40kV スケールモデルで遮断実証すること。この開発では 40kV ハイブリッド直流遮断器を製作し、弊社浜川崎工場の大電力試験設備を用い、開発した直流遮断器試験方法で検証を行った。検証試験の結果、初期の目標の遮断電流 8kA 以上、裁断時間 5ms を達成した。

以上の通り、当初の目標を達成した。今回の開発により提案するハイブリッド直流遮断器の直流電流遮断の動作原理が実証され、スケール試験は 40kV であったが、半導体素子の多直列化と、機械断路器の多直列化による高電圧化により、直流電圧 500kV に対応するハイブリッド直流遮断器の設計が可能になった。今後、実用化では、実案件に基づく詳細検討項目を踏まえた設計と製品フルスケールでの型式検証試験が必要になる。

(h). 機器コスト低減検討

ハイブリッド直流遮断器は半導体を多く必要とするため、耐圧確保のための装置規模が大きくなる傾向がある。FS 検討(3.3.3.4 参照)では、半導体遮断部の部品点数を低減し、低コスト化を実現する多端子ハイブリッド直流遮断器を提案した。多端子ハイブリッド直流遮断器を本事業の 5 端子モデル系統(洋上 3 端子+陸上 2 端子)に適用すると、ハイブリッド方式に対し、約 30%の機器コスト削減が見込まれることが明らかになった。

2.2.2 海底ケーブル関連技術開発（住友電気工業、古河電気工業）

（1）研究開発の目的・内容

従来までの海底ケーブルを用いた送電システムを構築する場合、ケーブルの送電容量はケーブルの許容温度によって決まることから、全長に渡って温度環境のもっとも厳しい部分において十分送電可能となる導体断面積の選定がされている。これを周囲環境温度に合わせたケーブル断面積とし、ケーブル温度状況に応じた潮流制御を行うダイナミックレイティング（DR）を洋上風力発電のような変動電源へ適用すると大幅なコストダウンが期待できる。本テーマでは、異径のケーブルを接続可能なケーブルジョイントの開発と、変動電源である洋上 WF の送電システムへ DR 技術を適用した場合のシステム開発を行う。また、DR システムの導入を前提とした最適なケーブル設計手法を開発する。

海底ケーブル敷設に係る工期短縮とコスト削減を実現する新たな工法を開発することを目的として、ケーブル敷設については、従来の 1 条ずつの敷設に対して複数条同時の敷設を可能とする工法の検討、および敷設船の設備モデルなどを開発する。また、従来のダイバーの手作業による防護管取付けについても、防護管を自動搬送、取付けする船上設備の検討とそれに対応した防護管の開発を行う。また、多端子直流送電システムと大規模洋上 WF は、いくつかのフェーズを経て拡張しながら拡大していくものと想定され、その際、洋上 WF を洋上 PF へ接続する際の接続コスト低減を実現する新たな工法として、集電したケーブルの接続を容易にし、異メーカー製のケーブルの接続を可能とする分岐ジョイントの開発を行う。

（2）中間目標の達成状況

以下に中間目標、成果と達成度を示す。なお、平成 28 年度に終了予定のテーマについては、目標を最終目標として記載した。

表 3-5-1 開発成果と達成度

ダイナミックレイティング技術を用いた海底ケーブル最適化設計技術の開発（古河電気工業）			
主な内容	中間目標	成果	達成度
ダイナミックレイティングアルゴリズム開発と検証	コスト削減 20%のシミュレーションベースでの検証と実現に向けた課題を整理する（異径ケーブル接続を含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・ダイナミックレイティングの導入により、ケーブルの導体断面積を削減し、そのコストを 20%削減できることを示した ・また、その断面積で所定の電力を送電できることを示した 	○
異径ケーブル接続部の開発（古河電気工業）			
主な内容	中間目標	成果	達成度

導体断面積の異なるケーブルの接続技術の確立	導体断面積 2000mm ² と 1800mm ² のケーブル接続の要素技術を確立し、長期信頼性試験を開始する	<ul style="list-style-type: none"> ・ケーブルを構成する各材料の接続方法を決定し、要素技術を確立した ・本年度内に予定通り長期信頼性試験を開始する 	○
最適工法およびコスト削減を目指したケーブルジョイントと工法の開発（住友電気工業）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
異社間分岐ジョイントの開発	<ul style="list-style-type: none"> ・直流 525kV 級 EB-G の試作、並びに性能評価を行う ・従来技術に対するコスト削減効果を評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・直流 525kV 級 EB-G を試作し、CIGRE TB 496 に準拠した型式試験を実施した。その結果、十分な基本性能を有していることを確認した ・従来工法に対する、コスト削減効果を試算評価した 	○
525kV 海底ケーブル向け工場ジョイント工法（テープ巻モールド方式）の開発	<ul style="list-style-type: none"> ・直流 525kV 級工場ジョイントの試作、性能評価を行う ・従来技術に対するコスト削減効果を評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・直流 525kV 級工場ジョイント（テープ巻モールド方式）の試作を完了した。その後、基本性能評価を実施しその性能を確認した ・従来工法に対するコスト削減効果を試算した 	○
洋上風力用に最適化された工事工法と設備の開発（住友電気工業）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
洋上風車向けケーブル引き込み工法の開発	<ul style="list-style-type: none"> ・ダイバーレス工法を可能とするケーブル防護材の検討と施工性を確認する ・従来技術に対するコスト削減効果を評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・ダイバーレス工法を可能とするケーブル防護材（GPS）を調査・選定した。また、実際の GPS を入手しその施工性を確認した結果、風車引込作業に問題はないことを確認した ・コストを試算した結果、従来工法よりコスト削減できた 	○
バンドル敷設工法の開発	<ul style="list-style-type: none"> ・バンドル敷設工法の敷設船艙装要領の提案、並びに技術課題を検討する ・従来技術に対するコスト削減効果を評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・敷設船上で海底ケーブル 2~3 条をバンドルし同時敷設する工法について検討し、敷設船艙装要領を提案した。また、敷設時に海底ケーブル加わる側圧が技術課題であることを示した ・側圧試験を実施し、本工法適用の場合のケーブルへの影響評価を行い、結果を反映したケーブル設計仕様を完成した ・従来工法に対するコスト削減効果を試算した 	○
防護管の自動取付工法の開発	<ul style="list-style-type: none"> ・船上防護管取付工法の検討、並びに実機防護管の設計・試作を行う ・従来技術に対するコスト削減効果を評価する 	<ul style="list-style-type: none"> ・船上での高速防護管取付を可能とする船上設備について 1/10 モデル（3D プリントモデル）を作製し自動供給性などを確認した。また、実機防護管を設計・試作した ・防護管の性能評価試験を行い、その結果を防護管の設計仕様および工法へ反映した ・従来工法に対するコスト削減効果を試算した 	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(5) 最終目標の達成状況

以下に、事業終了時点での最終目標の達成状況を示す。

表 3-5-2 開発成果と達成度

ダイナミックレイティング技術を用いた海底ケーブル最適化設計技術の開発（古河電気工業）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
ダイナミックレイティングアルゴリズム開発と検証	ケーブルコスト削減 20%を実験的に示す （異径ケーブル接続を含む）	・ダイナミックレイティングの導入により、ケーブルの導体断面積を削減し、そのコストを 20%削減できることを示した。 新しいアルゴリズムでダイナミックレイティングを構築・実現した。	○
異径ケーブル接続部の開発（古河電気工業）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
導体断面積の異なるケーブルの接続技術の確立	ケーブルコスト削減 20%を実験的に示す （ダイナミックレイティング技術を含む）	・ケーブルを構成する各材料の接続方法を決定し、要素技術を確立した ・DC525kV での長期信頼性試験後もケーブルに損傷はなく、有効な違径ケーブルの接続を実現した。	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 具体的な実施状況について

I. ダイナミックレイティング技術を用いたダウンサイジングによる海底ケーブル最適化設計技術の開発

(a) ダイナミックレイティング(DR) システム設計

洋上 PF、陸上 PF 間を結ぶ多端子洋上直流送電システムのうち、DR に関連する構成図を図 3-5-1 に示す。各 PF 内にはケーブルの長手温度分布を計測する DTS (Distributed Temperature Sensor; 分布型温度測定器) と DTS データからケーブルの許容電流を推定するサブシステム、そのデータを電力網の制御システムへ伝達するサブシステムが配置される。その内、本事業では図 3-5-2 に示した対向する PF 間のシステムの開発を行った。これらの設計のため(1)ケーブル設計、(2)温度計測系の構築、(3)導体温度・許容温度推定アルゴリズムの 3 項目の開発を行った。

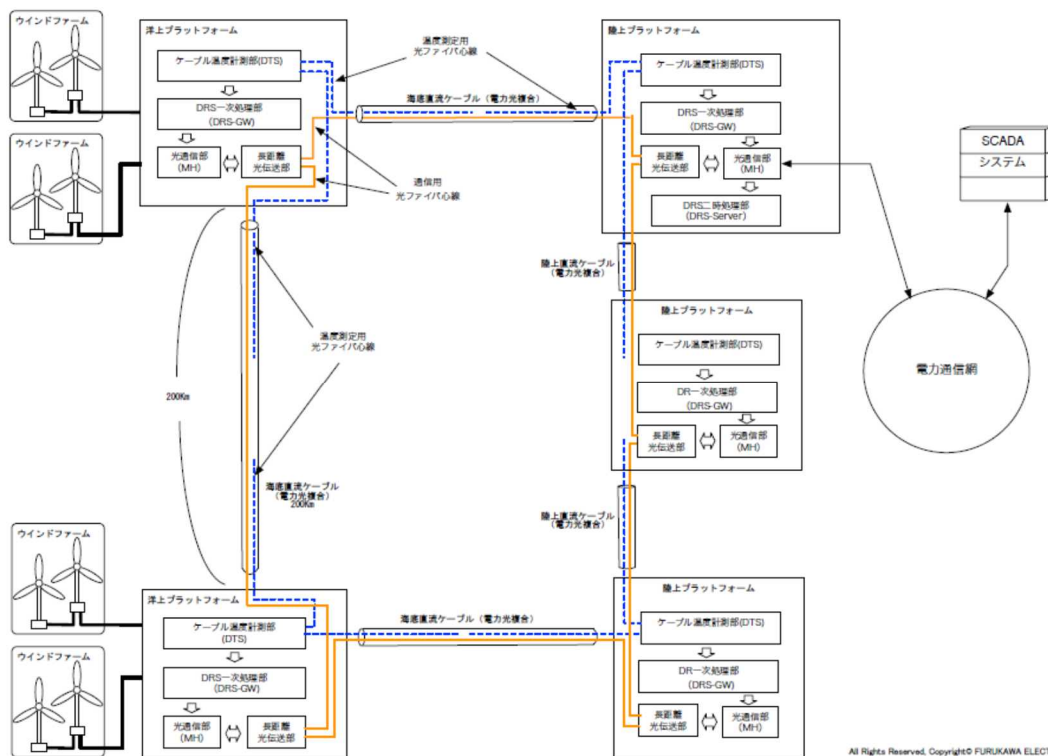


図 3-5-1 ダイナミックレベティングに関連する想定した洋上直流送電システム

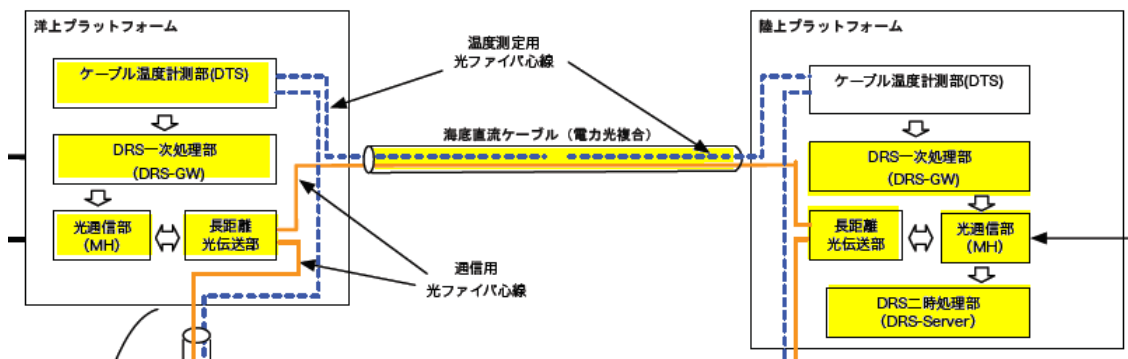


図 3-5-2 今回開発を行った PF 間のダイナミックレベティングシステム

i. ケーブル設計

本事業で想定される発電容量 1GW、電圧 DC500kV、PF 間送電距離 200km を基に海底ケーブルを設計した。従来の日本電線工業会の規格に則りケーブル設計を行い、そこから 20%のコストダウンに必要な導体断面積を削減したケーブルの構造を検討した。その結果、図 3-5-3 の様に DR 及び II の導体断面積の異なるケーブルの接続技術を確認すれば 20%コストダウンが可能である事を示した。

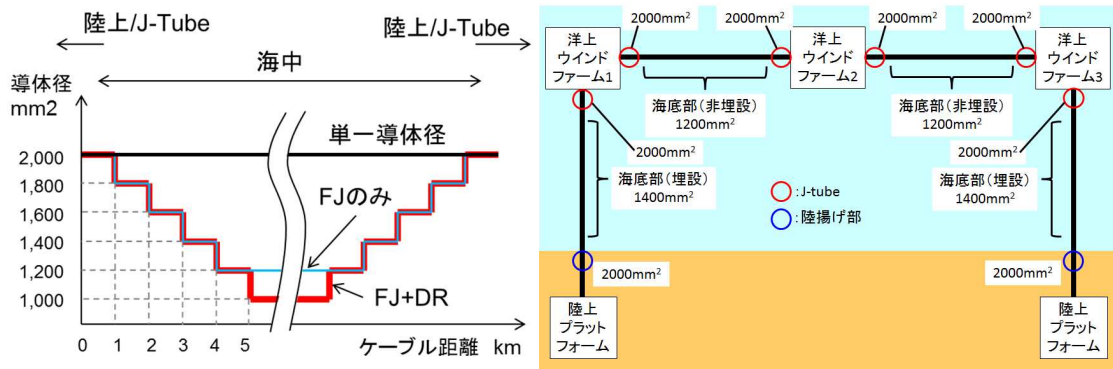


図 3-5-3 異なる導体断面積のケーブルで構成する洋上直流送電システムの一例

ii. 温度計測系の構築

周囲の温度環境に合わせて時々刻々とケーブルの許容電流を更新するためには、ケーブルの温度の計測が必要である。計測はケーブルに組み込まれた光ファイバを図 3-5-1 の温度センサ (DTS) に接続することで長手方向の温度分布を取得する系を構築した。

iii. 導体温度・許容電流推定アルゴリズム

ケーブルの許容電流は導体に接する絶縁体の許容温度以下であるよう定められる。DTS から得られた温度情報からケーブルの導体温度を推定し、許容電流を算出するアルゴリズムを作成している。ケーブルの内部及び外部の熱伝導率・熱容量などをシミュレーションにより決定した。これら熱パラメータを電流による導体内の発熱量に対する伝達関数に変換し、デジタルフィルタの一種である FIR (Finite Impulse Response) フィルタに変換を行った。これにより電流時系列から導体の長手方向の温度時系列を算出できる。

実際に風車電流を FIR フィルタに入力し、ケーブルの導体温度の計算を行った。その結果を図 3-5-4 の黒線に示した。比較評価対象として導体温度の真値を FIR とは独立した有限要素法により計算した結果が図中の赤線である。FIR の結果と有限要素法の結果は非常によく一致し、今回開発した時系列電流の算定方法が正しい事を示している。

上記の真値として扱った有限要素法の計算では、熱流体解析および伝熱解析を用いて、通電や環境温度に対するケーブルの温度応答を表す応答関数を非経験的に得た。応答関数の取得にあたっては、ケーブルの布設環境に応じたモデル化を行い、導体温度推定結果を実測結果と比較することでその妥当性を確認した。

DTS から得られた温度情報のうち、ケーブル被覆部のファイバ温度に加えてケーブル布設環境に応じた環境温度を用いることで、推定精度の向上を図った。環境温度に用いる温度情報を適切に選択することで、外界の影響を受けやすい縦置き管路部においても導体温度推定精度 1°C未滿を達成した。

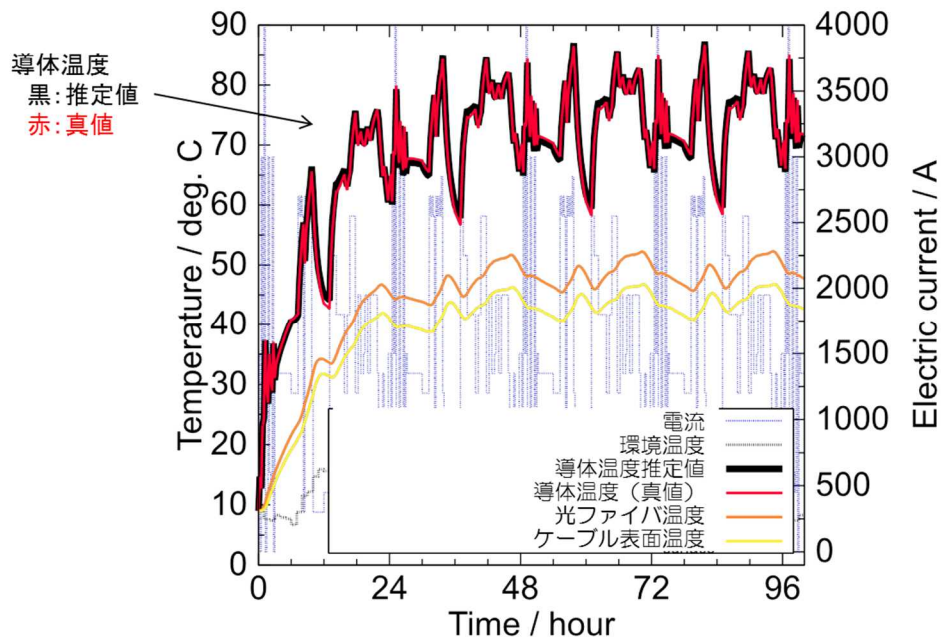


図 3-5-4 開発した導体温度推定アルゴリズムの結果の一例

(b) 実スケール試験

上記で設計したシステムの検証を行うため、直流海底ケーブルが敷設される環境を模したフィールドを作成した。フィールドは以下の5状態のケーブルを配置した。1) 直接埋設、2) 管路内埋設、3) 地上直接、4) 地上管路内、5) 地上縦置き管路内 (J-Tube 模擬)。これらのケーブルに電流を流し、導体温度を測定し、導体温度推定アルゴリズムで得られた温度と比較を行いシステムの妥当性を検証した。また、許容温度推定アルゴリズムを適用し、許容温度以下に電流抑圧を行うダイナミックレギュレーションの検証を行った。

(c) 実スケール試験と温度推定結果

(a)で設計した DR システムの検証試験を行うため、ケーブルが布設される環境を模したフィールドを作成した。フィールドの構成は図 3-5-5 の通りであり、図 3-5-6 に示した導体断面積 1000 mm^2 の DC500kV 海底ケーブルを作成し、図 3-5-7 のようにケーブル布設を行った。この試験系を用いて様々なパターンでの通電試験による温度測定を行った。各試験のデータを利用して、導体温度の推定アルゴリズムの高精度化を試みた。

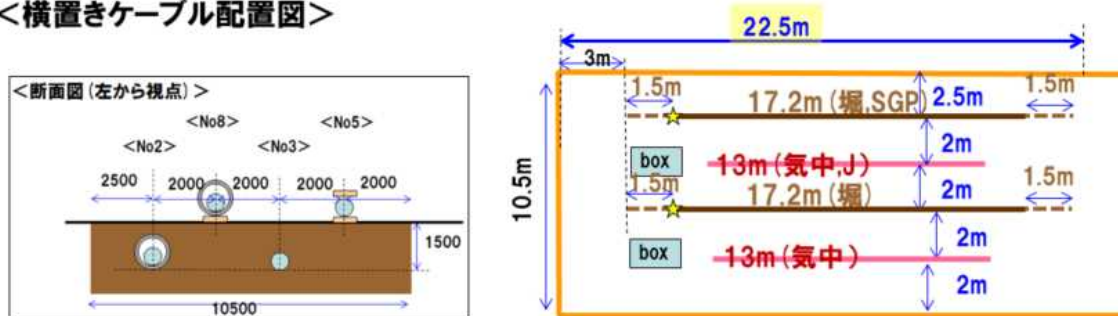
なお導体温度の推定アルゴリズムについて、直埋設部については導体部のジュール発熱による温度上昇を精度良く推定する手法を構築している。またそれ以外のケーブルを内部に収納した管路部については、ケーブル周辺温度の変化を考慮した推定手法を構築した。実測の導体温度に対して推定値が精度良く一致しており、両者の誤差が小さく推移している事が確認された。各布設箇所の推定精度は最小二乗

誤差で1°C未満となる非常に良好な結果が得られた。

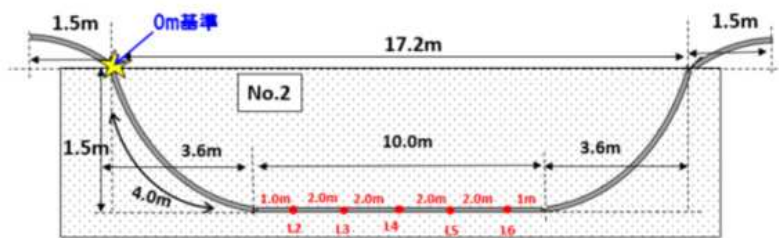
次にケーブルの許容電流を超えないよう DR としての制御を試みた。図 3-5-8 はステップ状電流を流した場合の DR 制御結果である。発電電流としての一定電流 2000A を通電後 6 時間程度で導体温度が許容温度として設定した 85 度に近づき出力電流が下げられている状態を得ることができた。つまり DR としての制御がに成功したことになる。制御開始後も導体温度はその推定温度との差が 1°C 以下で抑えられており、ギリギリまで通電可能であることつまりは高効率な送電が実現できることを示している。

図 3-5-9 は風車からの模擬電流を流した場合の DR 制御結果である。□で囲われた制御中と示されている範囲で DR の制御が動作している。この実験の場合は許容温度を 90 度として設定している。こちらも導体温度推定が 1 度以内の誤差で収まっており風車電流に対しても良好な送電が可能であることを示している。

<横置きケーブル配置図>



<埋設部断面>



<Jtube部レイアウト>

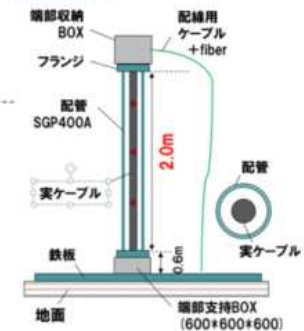


図 3-5-5 実スケールのケーブルを布設するフィールドの図面

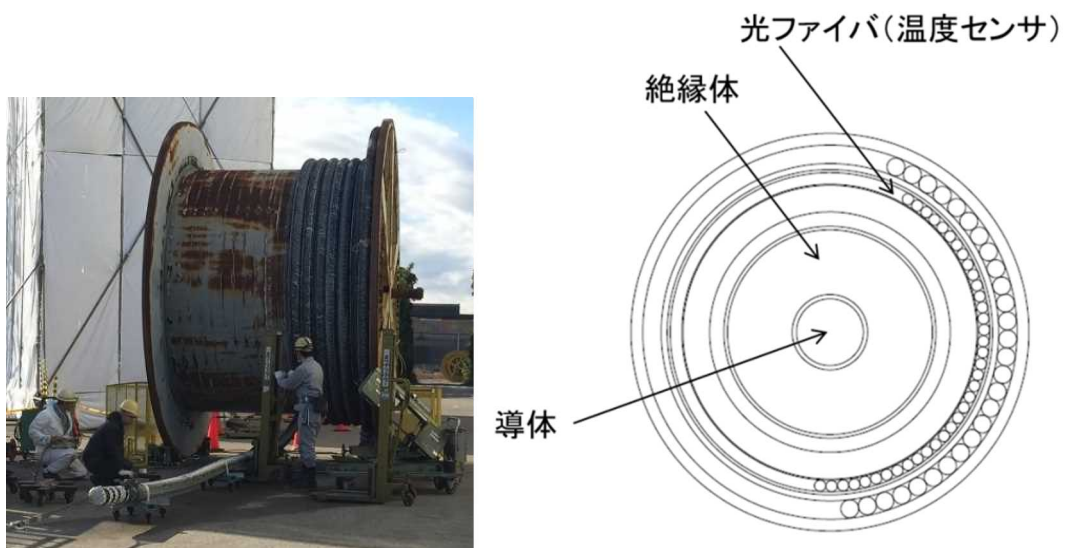


図 3-5-6 ダイナミックレイティングの検証の為に作成した DC500kV ケーブル



図 3-5-7 ケーブルを布設したフィールド

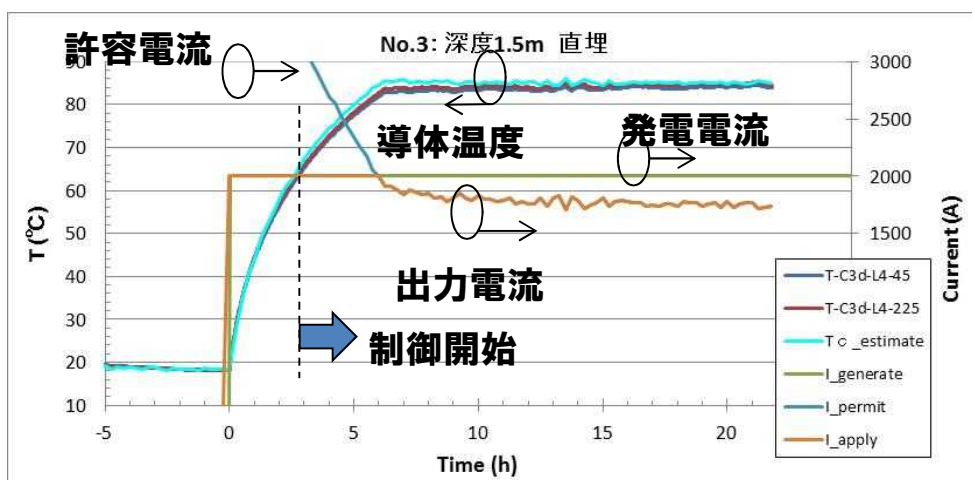


図 3-5-8 ダイナミックレイティング制御例ーステップ状電流

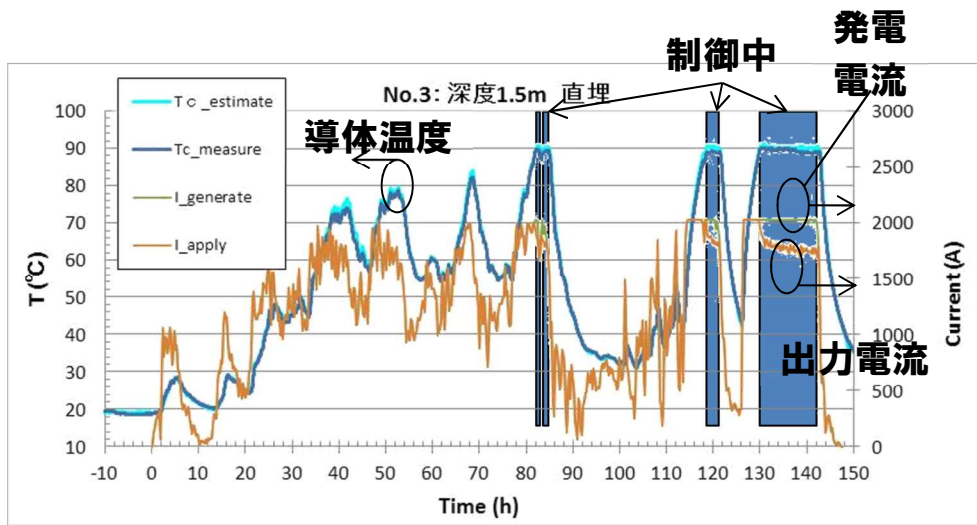


図 3-5-9 ダイナミックレーティング制御例—風車模擬電流

II. 設置部位別ダウンサイズ設計を反映した DC500kV ケーブルの開発

(a) 異径接続要素技術開発

異径ケーブル接続部の構造を（図 3-5-10）に示した。接続に必要な要素技術は、導体の接続のみならず絶縁を確保するための絶縁体の接続なども含まれる。

導体は溶接工法にて接続を行った。その為の溶接条件を導出し良好な施工性を確認した。異径導体単体での溶接試料を作成し引張曲げ試験を行い良好な機械強度を有することを確認した。

中心導体より外側の絶縁体やシースに至る各部材の接続についても施工条件を導出し良好な施工性を確認した。絶縁体の接続には絶縁テープ巻き加熱モールド工法を採用した。異径接続部については、通電温度特性評価を実施し、導体溶接部含めて発熱など問題無い結果が得られた。

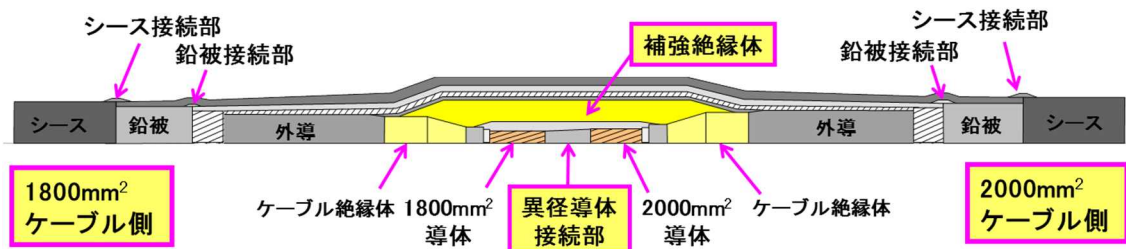


図 3-5-10 異径ケーブルの工場接続部断面図

(b) 評価試験用ケーブル製造

完成した技術を用いた接続部分は最終的に長期信頼性試験に供せられる。その為に必要なケーブル（導体断面積 2000mm² 及び 1800mm² の 2 種類）を設計し製造した。製作した工場接続部の外観を図 3-5-11 に示した。長期信頼性試験の前にそれらのケーブルを異径接続し、機械試験（引張曲げ試験）、初期電気試験を実施した。

試験状況の例を図 3-5-12 に、接続部の外観を図 3-5-13 に、試験結果を表 3-5-3 に示した。これらの結果より、試作したケーブルおよび工場接続部は目標性能を満足する特性を有しており、設計・製造（接続部含む）に関して問題ないことが確認できた。従い、本設計にて試作・製造したケーブルを長期信頼性評価に供試することとした。

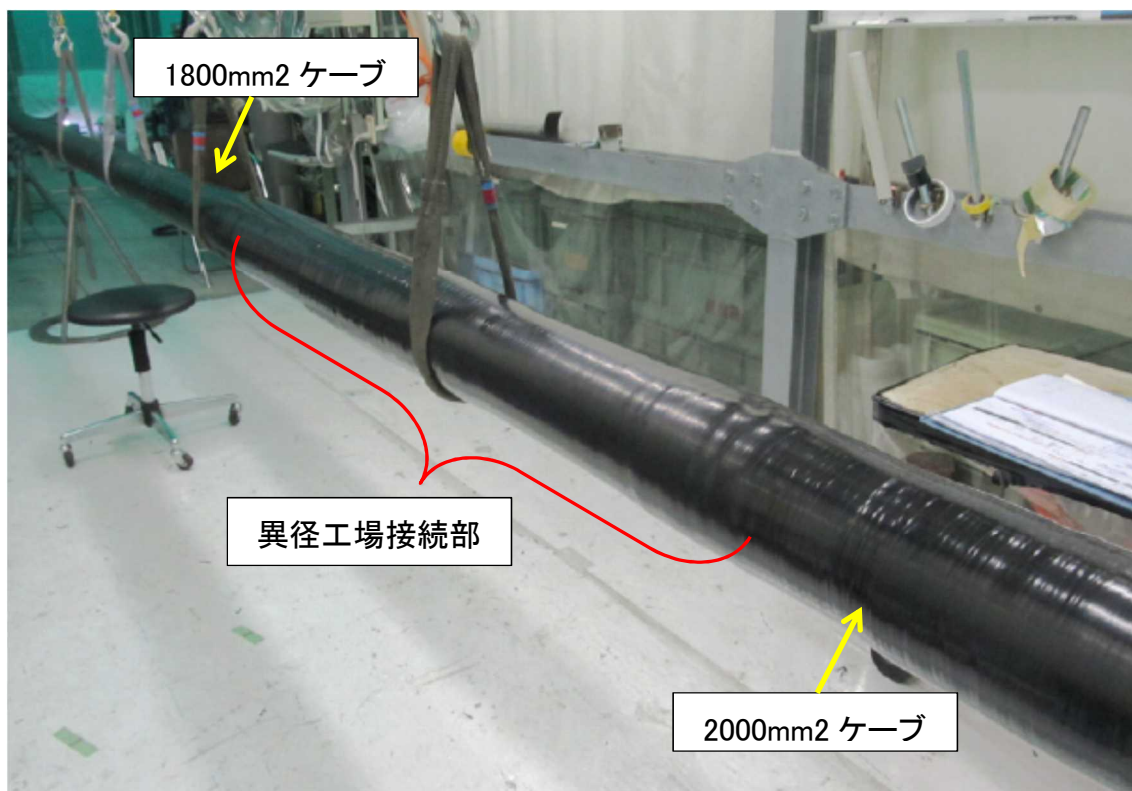


図 3-5-11 製作した工場接続部外観（防食層まで）



図 3-5-12 異径工場接続部初期評価試験状況

表 3-5-3 異径工場接続部初期評価試験結果

項目	試験条件	初期試験 FJ No. 1	初期試験 FJ No. 2	初期試験 FJ No. 3
引張曲げ試験	試験張力:165kN 曲げ直径:5m 曲げ回数:溶接施工時の真上方向と真横方向の各方向に対して3往復	良好	良好	良好
直流耐圧試験	DC±975kV x 18Hr (累積)	良好	良好	良好
	高温一定			
逆極性 雷 Imp 重畳耐圧試験	DC±525kV (※1) +逆極性雷 Imp 1105kV/10回	良好	良好	良好
	高温一定			
逆極性 開閉 Imp 重畳耐圧試験	DC±525kV (※1) +逆極性開閉 Imp 630kV/10回	良好	良好	良好
	高温一定			
同極性 開閉 Imp 重畳耐圧試験	DC±525kV (※1) +同極性開閉 Imp 630kV/10回	良好	良好	良好
	高温一定			

※1: DC 前課電は 10 時間以上実施



図 3-5-13 長期信頼性評価試験用構造接続部 (鎧層施工後、左 1800mm² / 右 2000mm²)

(c) 異径接続部長期信頼性試験

異径接続部の長期信頼性試験として、CIGRE TB496 の PQ 試験に準じた試験を実施した。

試験シーケンスは以下の通りである。

(i) 機械性能試験 (引張曲げ試験)

供試試料 : 鉄線鎧装付きケーブル及び異径 FJ

試験張力 : 235kN (24 トン)

曲げ直径 : 8m (シーブ直径)

曲げ回数 : シーブを 3 回通過

(ii) 長期課通電試験

試験電圧 : 765kV (1.45U₀)

Step1 (LC) : DC+765kV×40 日

Step2 (LC) : DC-765kV×40 日

Step3 (HL) : DC+765kV×40 日

Step4 (HL) : DC-765kV×40 日

Step5 (ZL) : DC-765kV×120 日

Step6 (LC) : DC+765kV×40 日

Step7 (LC) : DC-765kV×40 日

注) Step の後の () は、負荷状態を表しており、それぞれ

LC : Load Cycle (通電 8Hr on /16Hr off)

HL : High Load (連続通電)

ZL : Zero Load (通電無し)

高温時温度条件 : ケーブル導体温度 90°C、絶縁体温度勾配 $\Delta T=15^{\circ}\text{C}$

(iii) 残存性能試験 (長期課通電試験後)

逆極性雷 Imp 重畳耐圧試験 : DC±525kV+逆極性雷 Imp1105kV/10 回

逆極性開閉 Imp 重畳耐圧試験 : DC±525kV+逆極性雷 Imp630kV/10 回

同極性開閉 Imp 重畳耐圧試験 : DC±525kV+同極性雷 Imp630kV/10 回

注) 雷 Imp 重畳耐電圧値 : $2.1 \times U_0=1105\text{kV}$

開閉 Imp 重畳耐電圧値 : $1.2 \times U_0=630\text{kV}$

高温時温度条件は、b)に同じ。

試験 (i) の実施状況を図 3-5-14 に示した。試験後、外観に異常は認められな

かったことから、鉄線を除去し、(ii) の長期課通電試験に供試することとした。試験(ii) の試験レイアウトおよび実施状況を図 3-5-15 に示した。

試験(ii)(iii) を終了し外観上、問題がなかったため、解体検査を行った。そこでも異常は認められず、試作した DC500kV ケーブルは CIGRE TB496 の PQ 試験に耐えうる信頼性を持つことが実証された。

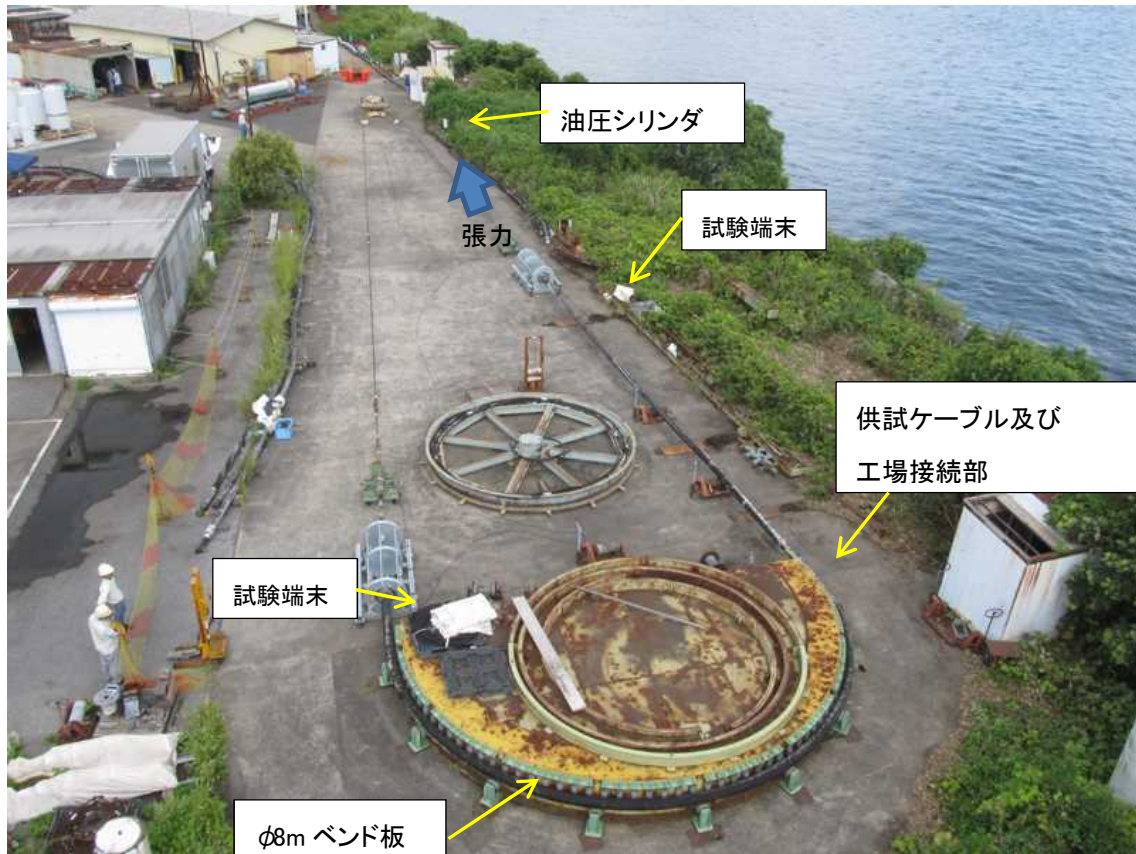


図 3-5-14 引張曲げ試験状況

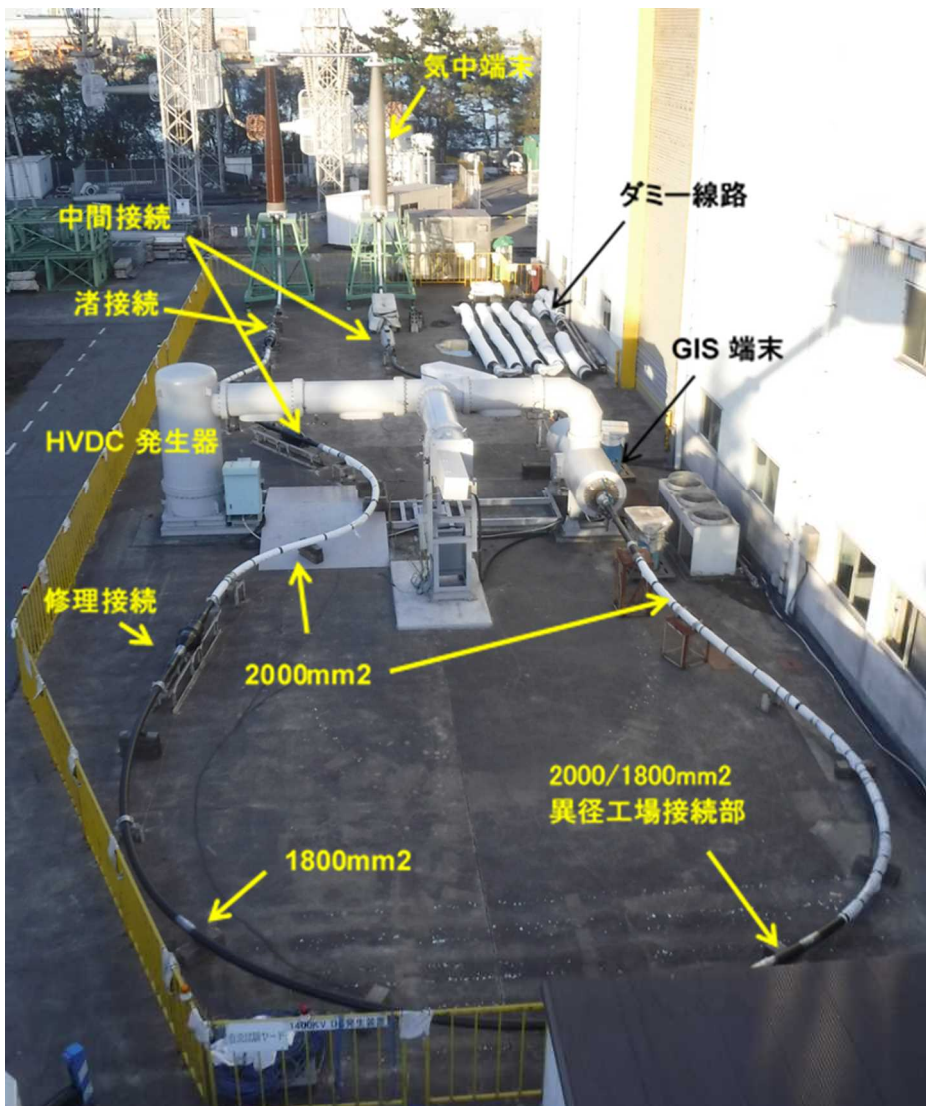
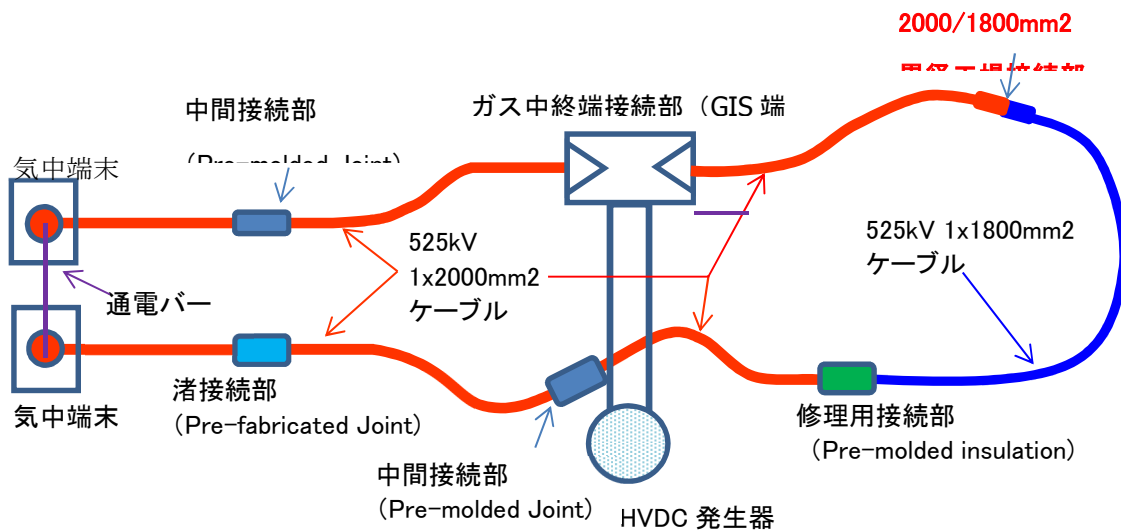


図 3-5-15 長期性能評価試験レイアウトおよび試験状況

III. 最適工法およびコスト削減を目指したケーブルジョイントと工法の開発

(a) 異社間分岐ジョイントの開発

複数の洋上 WF を直流多端子で接続するシステムにおいて、洋上 WF を追加増設する場合に、その増設コストを低減する方法を検討した。（ただし、本検討では、初めての洋上 WF を建設する時点から WF 増設が計画されている場合を対象とした。）洋上 PF 上において送電ケーブルを予め分岐ジョイントで接続しておき、WF 増設前には増設 WF 用接続部に絶縁栓を施しておく。WF 増設時には、この絶縁栓を取り外し、分岐用ケーブルを挿入し増設 WF と連系する。本手法により、気中終端接続箱（EB-A）を 2 つ用いて分岐するよりも小スペースでの分岐が可能となり洋上 PF の縮小化が可能である。また、WF 増設時における既設 PF 上での分岐用接続部の据付時間短縮の可能性も考えられる。さらに、WF 増設時において、既設ケーブルとは異なる製造社ケーブルを用いることを可能とすれば、マルチベンダ化に繋がり有益である。本開発では、製造社ケーブルの異なるケーブルを接続可能な異社間分岐ジョイントの開発を進めることとした。

異社間分岐ジョイントを可能とするケーブル接続技術として、ガス終端接続箱（EB-G）が挙げられる。EB-G の概略構造を図 3-5-16 に示す。直流 525kV 級ケーブル用の EB-G を試作し、その基本性能を CIGRE TB 496 に推奨されている型式試験）に供試して評価した。試験の状況を図 3-5-17 に示す。また、試験内容および結果を表 3-5-4 に示す。

(b) 直流 525kV 海底ケーブル向け工場ジョイント（テープ巻モールド方式）の開発

これまでに実線路適用を完了している北海道-本州間直流幹線向けの直流 250kV 級ケーブルでは、工場ジョイントの絶縁補強層成形技術としてテープ巻モールド（TMJ）方式を適用している。一方、過去の直流 500kV 級ケーブル開発においては、工場ジョイントの絶縁補強層成形技術として押し出しモールド（EMJ）方式を適用していた。TMJ 方式では EMJ 方式に比べ、ジョイント組立時間の短縮化が可能であり、海底ケーブル製造コストの低減が可能である。従い、本開発の目標である低コストな直流 525kV 級直流システム開発のためには、TMJ 方式による工場ジョイント開発が必要である。なお、これまでに、400kV 級直流ケーブル向けに TMJ 方式による工場ジョイント開発を完了しており、本技術を発展させることで 525kV 級開発が可能であると考えられる。

直流 525kV 級ケーブルと TMJ 方式による工場ジョイントの試作を完了した。試作した工場ジョイントの外観を図 3-5-18 に示す。本工場ジョイントの基本性能を今後確認予定である。

表 3-5-4 EB-G 性能評価試験

No.	試験内容	試験日数	結果
1	負極性 DC972kV・24h ヒートサイクル試験 8 時間 ON/16 時間 OFF (8 サイクル)	8 日	良
2	正極性 DC972kV・24h ヒートサイクル試験 8 時間 ON/16 時間 OFF (8 サイクル)	8 日	良
3	極性反転 DC762kV・24h ヒートサイクル試験 8 時間 ON/16 時間 OFF (8 サイクル)	8 日	良
4	正極性 DC972kV・48h ヒートサイクル試験 24 時間 ON/24 時間 OFF (3 サイクル)	6 日	良
5	直流重畳雷インパルス試験	—	良
6	直流重畳開閉インパルス試験	—	良

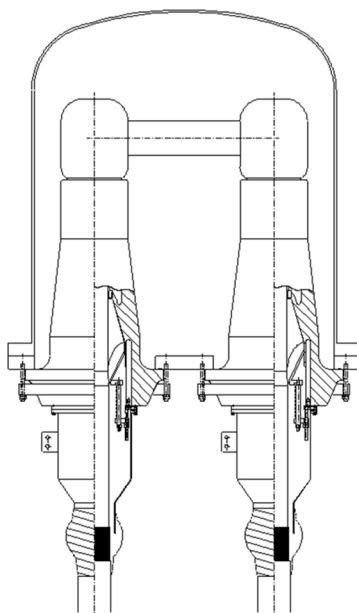


図 3-5-16 ガス終端接続箱 (EB-G) の概略図



(a) 試験回路外観



(b) EB-G 外観



(c) ケーブル外観

図 3-5-17 EB-G 評価試験状況



図 3-5-18 工場ジョイント外観

IV. 洋上風力用に最適化された工事工法と設備の開発

(a) 洋上風車向けケーブル引き込み工法の開発

風車へ引き込み接続する風車立上ケーブルの防護工法としては、従来は鋳鉄管等をケーブル引き込み後にダイバー作業により施工する方法が採用されていた。この防護管取付をダイバーレス作業で実施可能となれば、多数の風車へのケーブル引込作業の時間短縮に繋がり低コスト化が可能となる。そこで、ダイバーレス取付作業を可能とするケーブル防護システム（GPS）について調査を実施した。調査の結果、海外メーカーにてGPSを販売しており、その主な特徴は、次のとおりである。（1）船上において引込ケーブル端部にGPSを予め装着し、（2）ケーブルと一緒に船上から風車へ引込み、（3）GPSが風車引込部の所定の位置に固定された後にケーブル先端がGPSから分離され、（4）以後は、ケーブルがGPSの中を通りながら風車上部まで引き上げられる。調

査した海外メーカーの中から欧州での施工実績を多数有する3社を選定し、実際にGPSを購入（またはレンタル）し、その施工作业性確認試験を実施し、風車引込作業に問題はないことを確認した。施工作业性確認試験状況の一例を図3-5-19に示す。試験はGPS立上げ速度約4m/分、GPS切離し張力約7tで実施し、問題なく立上げ可能であることを確認した。



図3-5-19 風車へのケーブル引込作業施工性確認試験状況

(b) バンドル敷設工法の開発

長距離での海底ケーブル敷設では、送電ケーブルを1条毎に敷設する工法に比べ、2～3条を同時に敷設する工法の方が敷設コストを低減することができる。2～3条を同時に敷設する工法としては、バンドルマシンを使用し複数条をバンドで固定することにより1回の敷設作業で複数条を同時敷設する工法と、相間保持装置を使用し1定の相間を保持しながら1回の敷設作業で2～3条を同時敷設する工法が考えられる。両者のうち、2～3条バンドル敷設工法は、ケーブルの後埋設処理が1回で可能となりコスト面では有利と考えられる。次に、2～3条バンドル敷設工法における技術的な課題を検討した。1条毎にケーブルを敷設する場合に比べ、2～3条バンドル敷設工法ではケーブルに高い側圧が加わる可能性が挙げられる。今後、高側圧を考慮した本工法の適用可能性について検討を実施する。

(c) 防護管の自動取付工法の開発

岩盤部に敷設する海底ケーブルを防御する方法として、半割の鑄鉄防護管を取付ける方法がある。この防護管のケーブルへの取付方法として、従来は潜水士により取付ける工法を採用していたが、最近では船上で防護管をケーブルに装着し、そのまま海底に敷設する工法が実用化されている（船上防護管取付工法）。本開発では、船上での防護管取付方法を改良し、より高速でケーブル敷設を可能とする工法の検討を実施した。3D プリンタ 模型による 1/10 モデルを作製し、船上のフリーローラー上で自動的に防護管を供給する方法と連続的に嵌合する方法を検討した。図 3-5-20 に作製した 1/10 モデルの外観を示す。

更に、実規模大の防護管について強度検討を実施し、防護管の設計を実施した。また、実規模防護管の試作を実施した。今後、本工法に適用する際の機械強度について検討を進める。



図 3-5-20 高速船上防護管取付工法パスラインの 1/10 モデル

2.2.3 洋上 PF 新形式基礎の基盤技術開発（大林組）

(1) 研究開発の目的

洋上風力発電の導入が盛んな欧州では、洋上 PF の基礎形式はモノパイルやジャケット、重力式が一般的であるが、我が国特有の急峻な海底地形、地質および地震や海流などの条件に適し、かつ、従来よりも施工が容易な基礎を開発することで工期短縮とコスト削減に寄与することが出来る。

本開発では、我が国の海象地象に適した洋上 PF 向けの新たな基礎形式を開発することを目的として、我が国の海底地質、地形などの自然環境を調査する。調査結果を基に、最適となる基礎形式の検討、および模型を用いた性能評価を行う。得られた結果をもとに、新基礎形式の設計、施工法の検討を行い、国内導入に有効となる基礎形式に要求される仕様を策定する。

(2) 中間目標の達成状況

以下に中間目標、成果と達成度を示す。なお、平成 28 年度に終了予定のテーマについては、目標を最終目標として記載した。

表 3-6-1 開発成果と達成度

海外事例調査と国内海域の特性調査を踏まえた新基礎形式の検討			
主な内容	最終目標	成果	達成度
海外事例および日本の海象・地象条件調査と各種基礎形式の適用条件の比較検討	我が国の海底地質、地形などの自然環境に最適でかつコストダウン可能な基礎形式を調査する	日本沿岸域では、砂地盤が主体であること、地震による水平荷重が卓越することより、サクシオン基礎がモノパイルなどの従来基礎形式に比べコストダウンの可能性があることが分かった	◎
新型基礎の性能評価			
主な内容	中間目標	成果	達成度
遠心力模型実験によるサクシオン基礎の水平載荷実験	サクシオン基礎の水平支持性能において、外力の載荷速度に依存する受働サクシオン効果の影響を把握する	実験の結果、地震や波浪など載荷速度が速い荷重が作用した場合に、スカート内にサクシオンが発生することにより静的な水平抵抗の 2~5 割増の抵抗力を発揮することが分かった	◎
新形式基礎の設計・施工法の検討および適用事例の検討			
主な内容	中間目標	成果	達成度
土/水連成 3次元弾塑性 FEM 解析による模型実験のシミュレーション	模型実験の再現解析を実施することにより、解析手法の妥当性を評価し、設計手法を確立する	解析によって模型実験をシミュレーションしたところ、入力定数を適切に設定することで、実験結果を再現でき、解析手法の妥当性を検証できた	○
試設計および既往基礎形式との概略コスト比較	サクシオン基礎および既往基礎の概略設計を実施し、コスト比較を行う	想定適用地域において、サクシオン基礎の概略設計を実施し、概略コスト比較のための基礎資料を作成した	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 最終目標の達成状況

以下に、事業終了時点での最終目標の達成状況を示す。

表 3-6-2 開発成果と達成度

開発成果と達成度			
主な内容	最終目標	成果	達成度

海外事例調査と国内海域の特性調査を踏まえた新基礎形式の検討	我が国の海底地質、地形などに最適でかつコストダウン可能な基礎形式を調査する。	日本沿岸域では、砂地盤が主体であること、地震による水平荷重が卓越することより、サクシヨン基礎が従来基礎形式に比べコストダウンの可能性があることが分かった。	○
新形式基礎の性能評価	サクシヨン基礎の水平支持性能において、受働サクシヨン効果の影響を把握する。	実験の結果、地震や波浪など載荷速度が速い荷重が作用した場合に、スカート内にサクシヨンが発生することによる抵抗力増加を定量的に評価（従来設計法より2~5割増）できた。	◎
新形式基礎の繰返し波浪や地震力に対する長期安定性の評価	繰返し波浪や地震力に対する安定性を模型実験および再現解析により検証する。	繰返し波浪に対する実験、地震時液状化実験およびその再現解析により、サクシヨン基礎の残留変形は十分小さいことがあきらかになった。	○
洋上PF 架台基礎のコスト比較	想定される洋上PF 架台基礎の設計および施工法検討を行いコスト比較する	着床式架台（水深50m）ではサクシヨン基礎はジャケット基礎の27%コスト減、浮体式架台（200m）では新形式（サクシヨンアンカー）は従来形式（重力式アンカー）の10%コスト減となった。	○

(4) 具体的な実施状況について

I. 海外事例調査と国内海域の特性調査を踏まえた新基礎形式の検討

(a) 海外事例調査による洋上PF 基礎の適用条件の整理

i. 洋上PF 架台基礎の種類

海外における洋上PF の架台基礎事例（約40事例）の調査を行い、それぞれの基礎形式、重量、設置水深などを整理した。表3-6-3に洋上PF 架台基礎の代表例と主な設置条件を示すし、図3-6-1に海外で実績ある架台基礎の概略図、および表3-6-4にそれぞれの基礎形式の概要を示す。

表 3-6-3 に洋上 PF 架台基礎の代表例

Gunfleet Sands I+II	Greater Gabbard-Inner Gabbard	Anholt	Burbo Bank Extension
			
基礎形式：モノパイル 変電所重量：1315t 水深 15m	基礎形式：ジャケット 変電所重量：790t 水深 30m	基礎形式：重力式 変電所重量：1710t 水深 19m	基礎形式： サクシヨン基礎 変電所重量：2500t 設置水深：11～29m

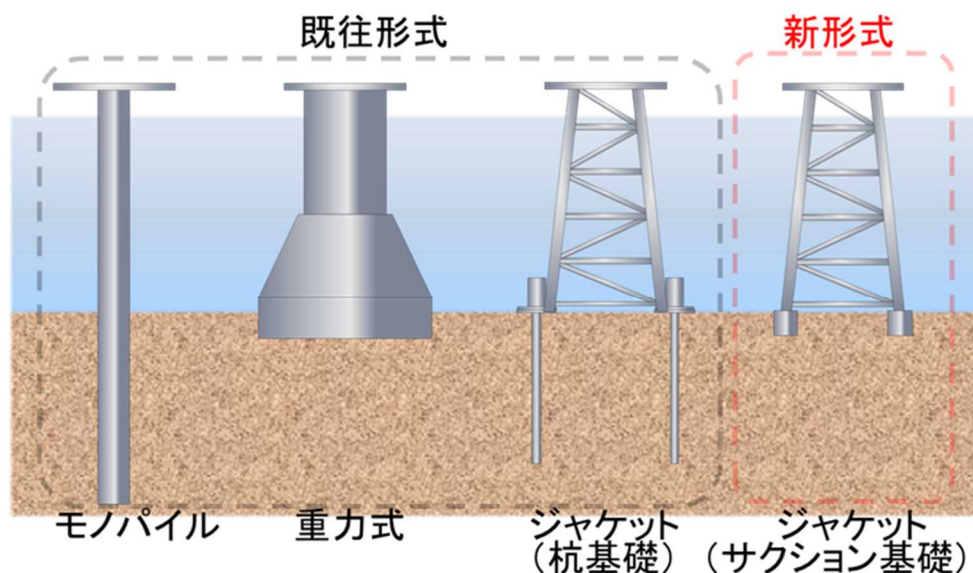


図 3-6-1 架台基礎形式概略図

表 3-6-2 架台基礎形式の概要

モノパイル	上部構造が1本杭に支持された構造形式であり、基礎としての杭が下部構造を兼ねる形式
重力式	海底の堅固な地盤に直接基礎を設置し、下部構造および基礎重力により安定を図る形式
ジャケット (杭)	あらかじめ支持層を打設した杭に、工場製作したトラス形式のジャケットを設置する構造形式
ジャケット (サクシヨン基礎)	上記ジャケットの基礎部がサクシヨン(バケツ)基礎となっている構造形式。バケツと上部のジャケットを一体で設置する

ii. 洋上 PF 架台基礎の適用条件の整理

図 3-6-2 に設置年ごとの基礎形式ごとの設置数を示す。モノパイルは、2009 年以前に設置事例が多く、その後ジャケットは 2010 年代に主流となっている。新形式基礎であるサクション基礎も近年設置されつつある。

図 3-6-3 に設置年ごと設置水深、図 3-6-4 に設置年ごとの上部工荷重、図 3-6-5 に設置年ごとの平均設置水深と平均上部重量の関係を示す。

設置水深は、2000 年代は 10m 以下が主流であったものが、その後徐々に深い水深に設置されるようになり、現在は 30m 以深も多くなっている。洋上変電所の重量は、設置年ごと徐々に大きくなっており、おおよそ 2500t 程度となっている。

図 3-6-6 に設置水深と上部重量の関係を示す。モノパイルは設置水深が浅くかつ上部荷重が比較的小さい場合に適用事例が多い、ジャケットは水深・重量とも適用範囲が広い。

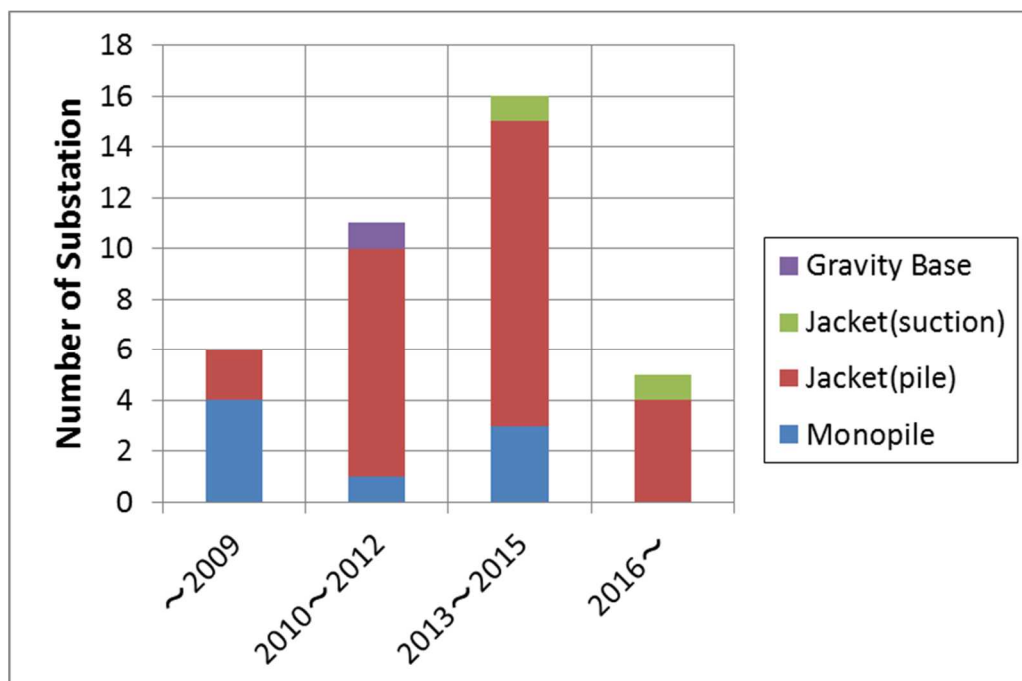


図 3-6-2 設置年ごとの設置数

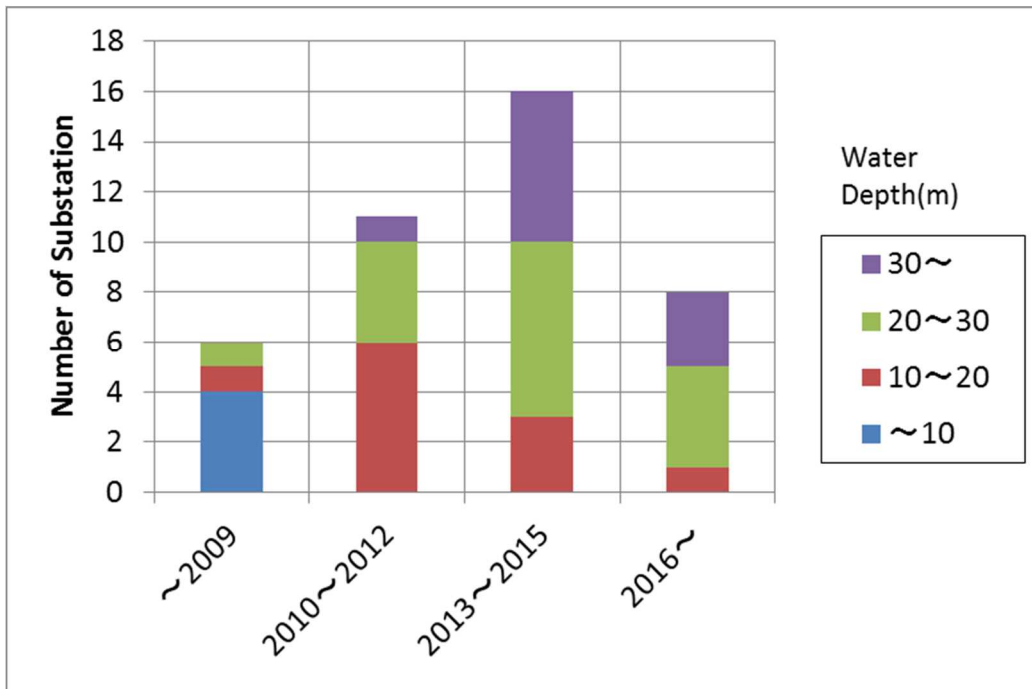


図 3-6-3 設置年ごとの設置水深

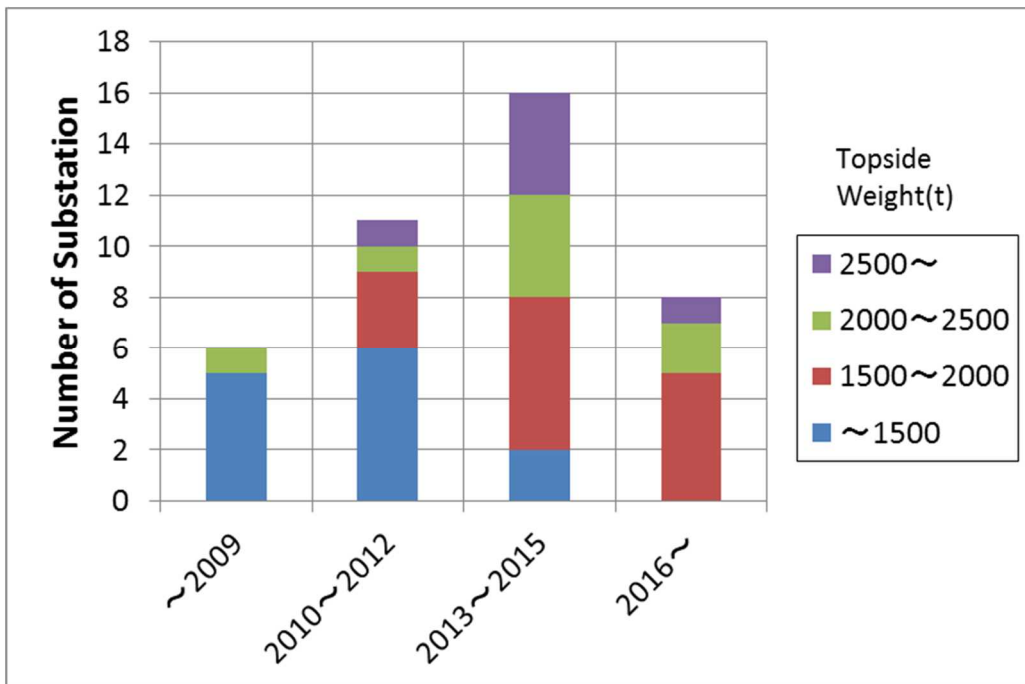


図 3-6-4 設置年ごとの上部荷重

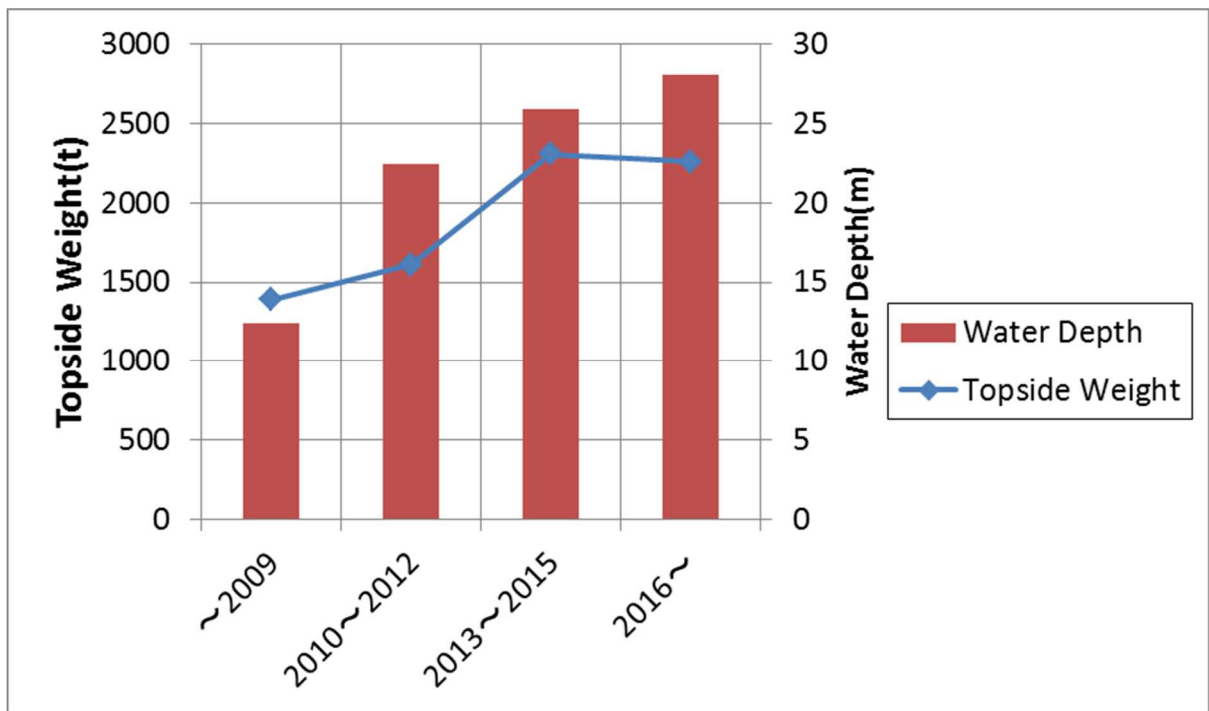


图 3-6-5 設置年—平均上部重量、平均設置水深

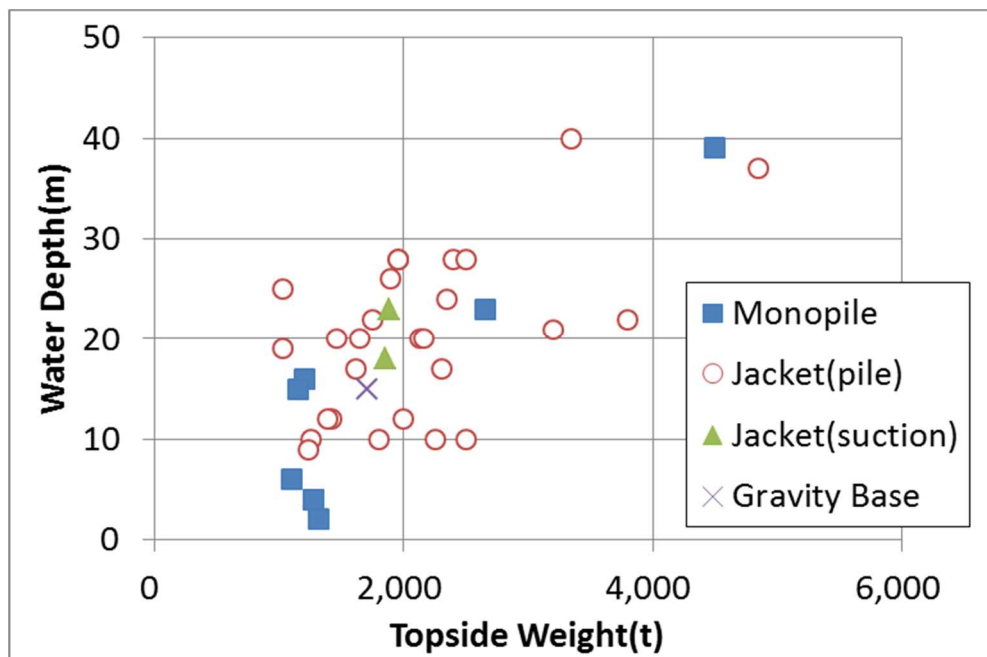


图 3-6-6 設置水深—上部重量

【参考文献】

1. <http://www.4coffshore.com/windfarms/substations.aspx>
2. TORGUN BVBA ,” Design challenges of offshore wind support structures”
PIANC 5th YP-COM BTV Ostend, 7 May 2015 Nathalie Gunst
3. ISC consulting engineers A/S, “ NYSTED OFFSHORE WIND FARM TRANSFORMER PLATFORM”
4. Project summary sheet “Race Bank Offshore Wind Farm” Stakeholder pre-application consultation letter 24 October 2014

5. Sea Renergy Offshore,” Offshore Wind Power Substations 2014 –
Installation experience with HelWin alpha and BorWin beta”
6. Wind Power Offshore, “Suction buckets set for Dudgeon substation”
22 May 2015
7. Volker Stevin International, “Suction Pile Substation Foundation Contract”
27May 2015
8. SPT Offshore,” Suction Pile Foundation for Dudgeon Transformer Substation”
22 May 2015

(b) 日本沿岸域の海象地象調査

日本沿岸域における海象地象特性調査のうち、特に架台基礎の設計に重要な要素となる海象条件（水深、波浪条件）および地象条件（海底地盤種別、地象条件）について以下に記す。

i. 水深

表 3-6-5 に水深帯別海域面積と平均離岸距離を示す。水深 20m 以浅の海域面積は、日本の国土面積の約 1 割と少なく平均離岸距離は、約 0.9km である。同様に、水深 20-50m の海域面積は 49,850km²、平均離岸距離は約 2.3km である。この二つを合わせた水深 50m 以浅の海域面積は約 8 万 km² で、離岸距離は平均して 2km 程度である。つまり、我が国の海底地形は、欧州などに比べ大変急峻であり、水深の浅い海域は比較的狭く、短い離岸距離で基礎の設置にとっては困難となる水深（50m 以上）となる地形であるといえる。

表 3-6-5 日本の水深帯別の海域面積と平均離岸距離（NEDO 2015.9）

海 域		面積 (km ²)	平均離岸距離 (km)
水深帯 (m)	0-20	30,880	0.89
	20-50	49,850	2.32
	50-100	79,740	6.61

注) 国土面積：377,720km²

ii. 波浪条件

平均有義波高分布図、平均有義波周期の分布図（1年間の波浪推算結果の平均値）を図 3-6-7 に示す。平均有義波高と平均有義波周期は、日本海側よりも太平洋側で波高が高く、且つ周期が長い傾向が認められる。この太平洋側の高い波高や長い周期の海域は台風の経路と関連があると考えられる。

iii. 海底地盤種別

図 3-6-8 に日本周辺海域の底質分布図を示す。沿岸域は、概して砂質または泥質の海域が多いことがわかる。表 3-6-4 に水深 200m までの日本周辺海域における水深帯別・底質別海域面積とその割合を示す。同表から日本周辺海域における底質は砂質地盤が 53~77% と最も多く、次いで泥質、岩質の順となることが認められ、これは水深帯が異なっても同様な傾向となっている。

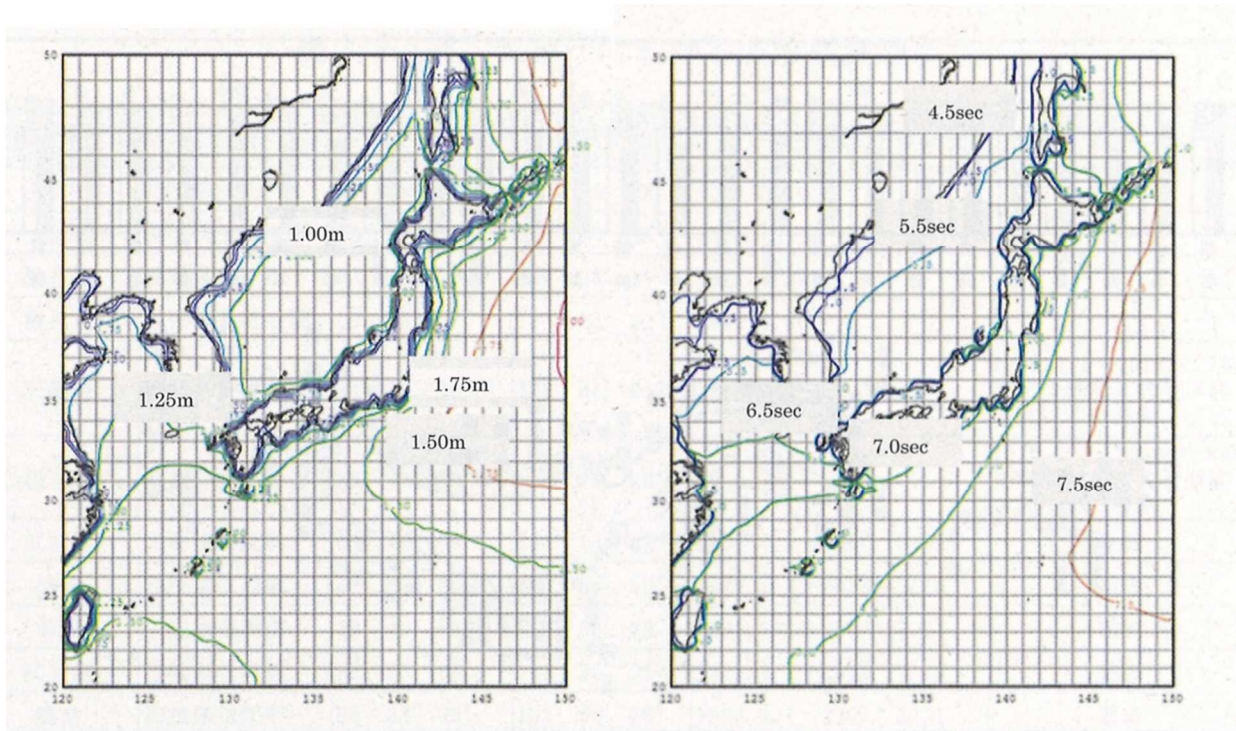


図 3-6-7 平均有義波高および平均有義波周期の分布図 (NEDO ら, 2008)

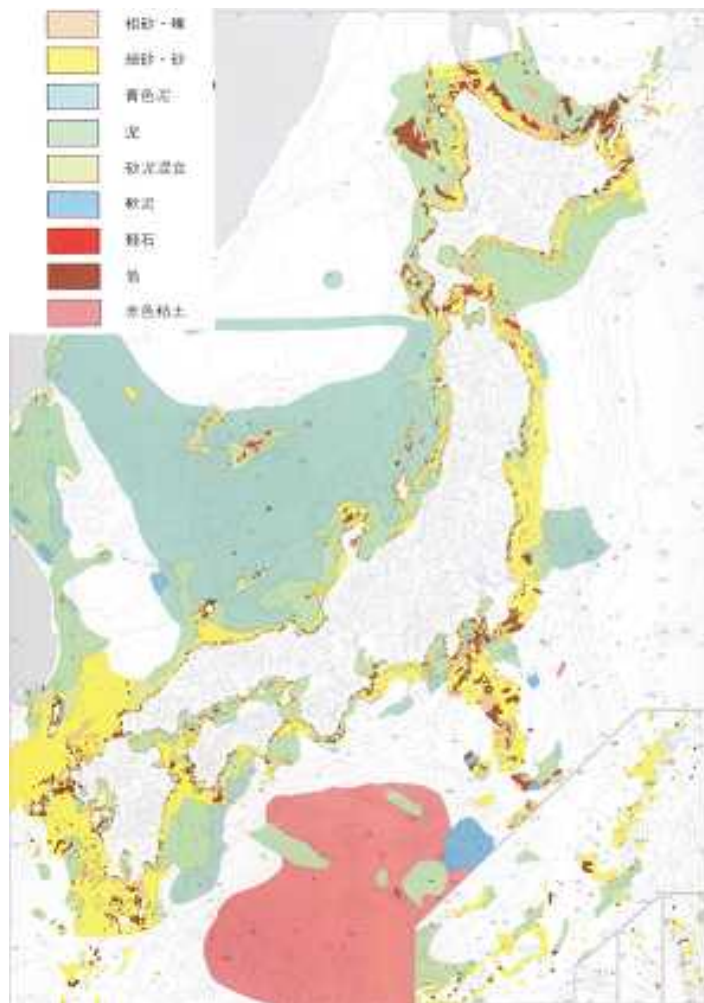


図 3-6-8 日本近海底質分布図（海上保安庁水路部）

表 3-6-4 日本周辺海域の底質別・水深帯別海域面積（NEDO 2015. 9）

項目	水深0-20m		水深20-50m		水深50-100m		水深100-200m	
	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)
砂質	17,010	53.0	27,222	57.1	84,216	70.9	171,646	76.6
泥質	9,011	28.1	10,755	22.6	21,285	17.9	40,978	18.3
岩質	6,081	18.9	9,676	20.3	13,305	11.2	11,372	5.1
合計	32,102	100.0	47,653	100.0	118,806	100.0	223,996	100.0

データの出典：日本近海底質図(全国漁業協同組合連合会, 1977)

1) 地震

日本列島と周辺海域には海と陸の 4 つのプレートが集まり、地震活動は極めて活発である。日本における地震に対する構造物の設計においては、地盤条件やその場所における過去の地震の記録などを考慮して、適切な地震動を設定する。日本の主要な土木・建築構造物における耐震設計では、その設計地震動として、時刻歴波形や加速度応答スペクトルを用いることが推奨されており、特に加速度応答スペクトルは、特定の地震動に対し任意の固有周期および減衰定数を持つ 1 自由度系の最大応答加速度と定義されるものであり、地震動の表し方として一般的である。

図-3.6.9 に加速度応答スペクトルの 1 例を示す。耐震設計に用いられる最大応答加速度は、この図で示される固有周期ごとの応答スペクトルに地域別の補正係数を乗じて求められ、その補正係数を図-3.6.10 に示す。最大加速度は 200~300gal、その補正値は 0.7~1.0 に設定されており、日本周辺では 140~300gal の地震加速度を加味した設計をしなければならない。構造物に作用する荷重は構造物の重さに加速度を乗じた値であり、重力加速度(鉛直下向き)は 980gal なので、日本周辺海域における地震の影響を加味するためには、鉛直下向きに作用している死荷重の最大 3 割 ($300/980 \approx 0.3$) の水平荷重を慣性力として設計に見込むことが必要となる。

また地震によって生じる地盤の液状化は、地盤の剛性を低下させるほか、支持力を失うなど基礎に甚大な影響を及ぼす。地盤の液状化が生じないように対策を施すか、または地盤の液状化による影響を十分に考慮して設計に反映させる必要がある。

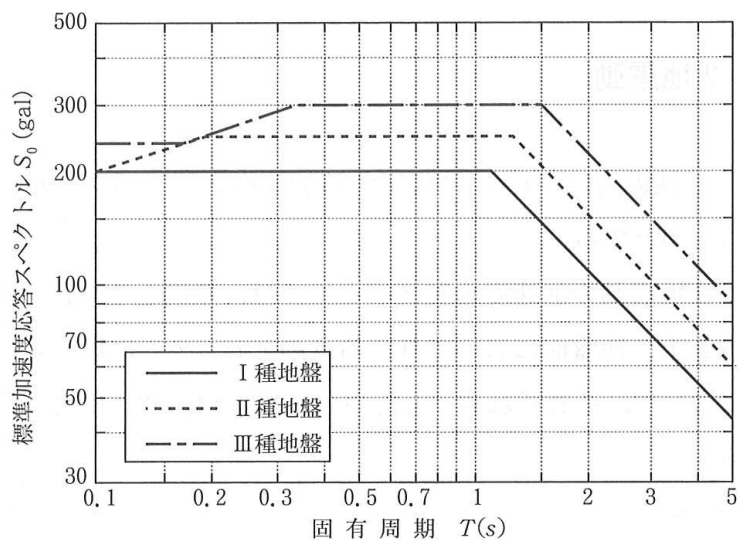


図 3-6-9 加速度応答スペクトル（道路橋示方書耐震設計編平成 14 年 3 月）

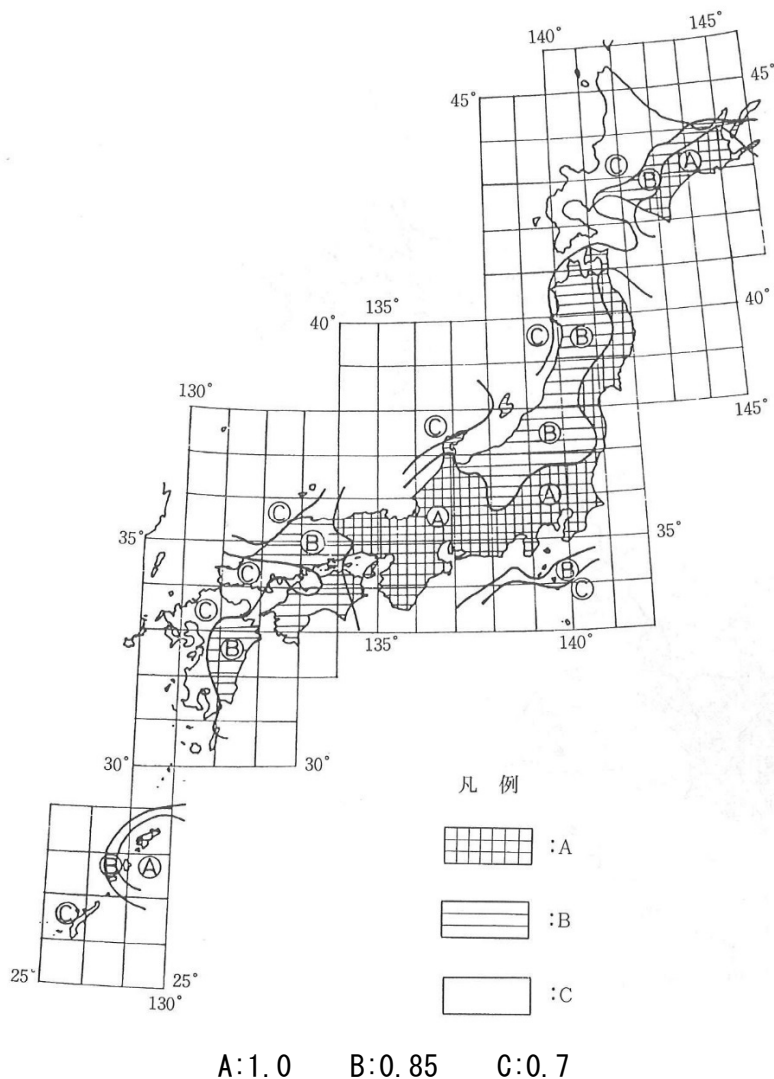


図 3-6-10 地震応答加速度補正值分布（道路橋示方書耐震設計編平成 14 年 3 月）

(c) 各種基礎形式の比較

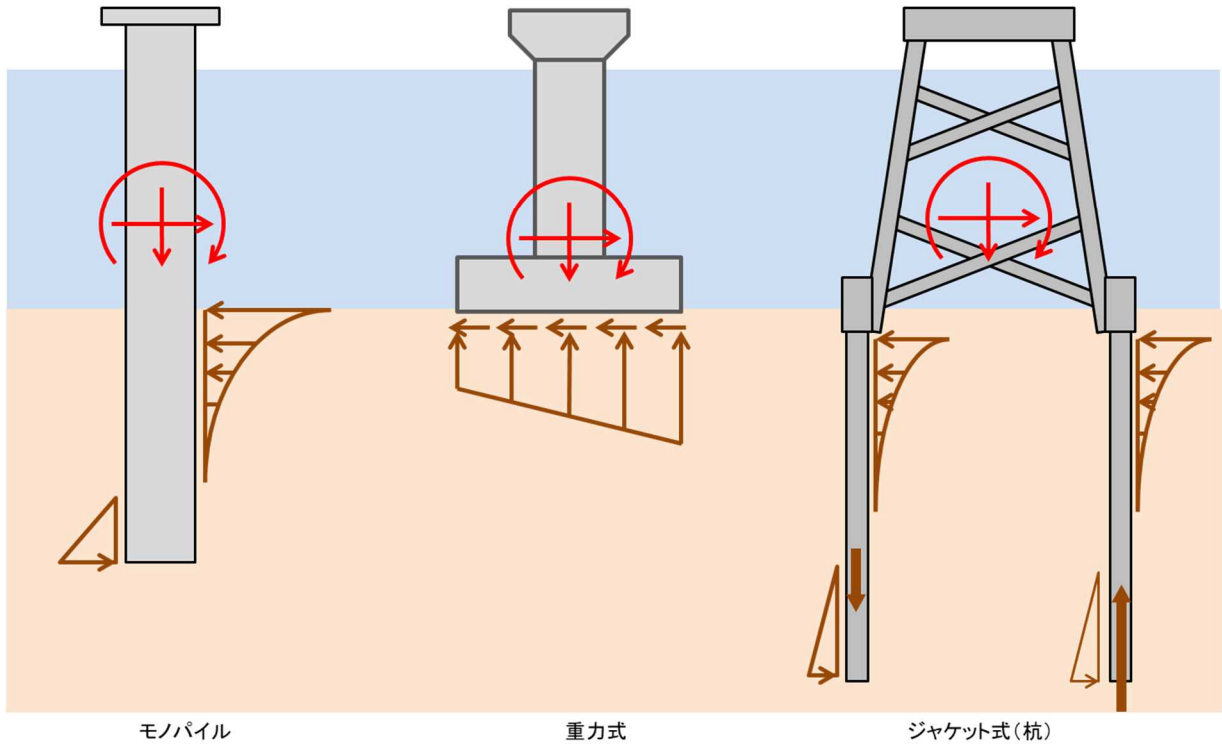
モノパイル、重力式、ジャケット(杭)、ジャケット(サクシオン基礎)の4種類の基礎形式を比較したものを表3-6-7に示し、図3-6-11に各基礎の概念図および外力に対する抵抗機構を示す。

日本沿岸域の海象・地象調査の結果、日本沿岸域の特性として、砂地盤が主体である、暴風時の波力または地震時慣性力に伴う水平荷重が卓越するという特徴があることがわかった。これをふまえ、表には構造、施工性に加え水平力に対する抵抗性についてまとめている。

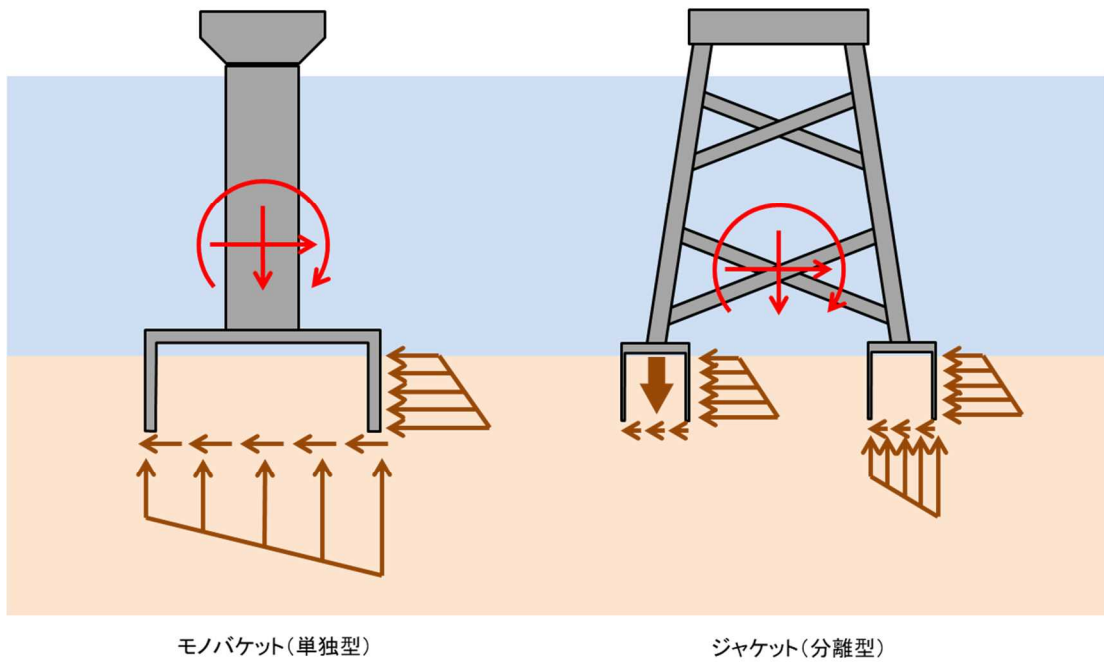
表 3-6-7 架台基礎形式の特徴および適用性の比較

形式	構造	現地施工性	外力(主に水平)抵抗性	適用水深
モノパイル	一本杭のシンプルな構造	打設用の大型ハンマが必要となり、振動・騒音が発生する	水平荷重に対して、杭の曲げ剛性と杭前面の水平方向地盤反力によって抵抗する。水平荷重やモーメントが大きくなると、杭径・杭長を大きくすることで対応するため、杭の製作・運搬・打設上の限界がある。	20(30)m 以浅
重力式	荷重を直接地盤に伝える非常に剛な構造	海底地盤の整地・マウンドが必要となり、現地海域での施工期間が長くなる	水平荷重に対して基礎底面の摩擦および底面鉛直支持力によって抵抗する。大きな水平荷重に対して、底面積の拡大、もしくは重量増加により対応するが、基礎の重量が大きくなると現地までの運搬が困難になる可能性がある。	20(30)m 以浅
ジャケット(杭)	架台を複数の脚部で支持する構造であり各脚部の基礎は杭構造	構造が複雑となり、施工期間が比較的長く、杭の施工のための振動騒音が発生する	架台脚部から杭に荷重が伝わり、杭の押込み・引抜支持力と水平地盤反力により抵抗する。大きな荷重に対しては杭を太く、長くすることで対応するか、あるいはジャケット構造そのものを大きくすることで対応する	10(20)m 以深
ジャケット(サクシオン基礎)	ジャケットの脚部に下端が開口したバケツ状の基礎があり、地盤に貫入させた構造	海底整地が不要であり、水圧差を利用して貫入させるので無振動無騒音での施工が可能となる。大水深での海域でも施工可能。	架台脚部からバケツ基礎に荷重が伝わり、バケツ基礎根入れ部(スカート部)の周面地盤反力および底面地盤反力で抵抗する。引抜が作用する側のスカート内には、受働サクシオン効果が発生し、大きな引抜抵抗を見込むことが可能と考えられるが、受働サクシオン効果は、ある一定の荷重・地盤条件を満たす必要があり、日本で主体となる砂地盤において、その効果は検証必要である。	20(30)m 以深

赤矢印：作用外力 茶色矢印：地盤抵抗



赤矢印：作用外力 茶色矢印：地盤抵抗



バケット基礎

図 3-6-11 各基礎の概念図および外力に対する抵抗機構

(d) まとめ

海外事例調査と国内海域の特性調査を踏まえた新基礎形式の検討をまとめると以下のようになる。

海外における洋上変電施設架台基礎事例の調査を行い、海外で実績あるの架台基礎形式（モノパイル、重力式、ジャケット式、サクシヨン基礎）について、その適用条件について整理・検討した。その結果、モノパイルは 2009 年以前および設置水深が浅い場合に設置事例が多いこと、ジャケットは 2010 年代に主流となっており、水深・重量とも適用範囲が広いこと、新形式基礎であるサクシヨン基礎は、近年設置件数が見られることがあきらかになった。

日本沿岸域の海象条件および地象条件について調査を行った結果、日本周辺海域の底質分布は、どの水深においても砂質地盤が 53～77%と最も多くついで泥質、岩質の順となっていること、日本周辺では 140～300gal の地震加速度を加味した設計をしなければならず、暴風時の波力に加え地震時慣性力に伴う水平荷重が卓越するという特徴があることがわかった。

さらに、各種基礎形式の構造、施工法、設計法の整理・比較を行った結果、新形式のサクシヨン基礎は、水平力に対して受働サクシヨン効果を見込むことで、基礎寸法を小さくでき基礎架台に関わる物量を減らせること、また海上作業を短くできるという施工上のメリットなどから、日本周辺海域で適用する上で従来の基礎形式に比べコストダウンとなる可能性が大きいことがわかった。

II. 遠心力模型実験によるサクシヨン基礎の水平載荷実験

(a) 実験目的

サクシヨン基礎は、水圧差を利用して貫入されるため、設置に際して大型機械が不要であること、騒音振動がなく海洋環境に与える影響が少ないことから、洋上 PF の基礎形式としてコストダウンの可能性が考えられる。図 3-6-12 に貫入時のサクシヨンについての概念図を示す。貫入時はスカート内から積極的に排水することでスカート内の水圧を下げ（スカート外側水圧からの水圧低下分をサクシヨンと呼ぶ）、サクシヨン圧により地盤に貫入される。この時地盤が砂地盤の場合はスカート内の上向き浸透流が発生するため、有効応力の減少に伴い地盤抵抗が減少し、比較的固い砂地盤でも容易に貫入させることができる。

サクシヨン基礎は急激な引抜き荷重を受けた際、スカート内に負の過剰間隙水圧が発生し引抜き抵抗が増加することが知られている。これは受働サクシヨン効果と呼ばれており、上述のサクシヨンと同様、スカート内側水圧が外側水圧から低下していることがサクシヨンであることは同じであるが、積極的にスカート内から排水を行っているわけではないことが異なっている。受働サクシヨンの発生メカニズムを図 3-6-13 に示す。基礎完成後に上部構造物から引抜き荷重が作用した際、スカート内の空隙が広がろうとした際に水の流入が遅いと、スカート内が静水圧以下（サクシヨン）となり引抜き抵抗が増大する。この効果が受働サクシヨン効果と呼ばれている。この受働サクシヨン効果は、粘土地盤では透水性が低いため、以前から認められており、海外ではサクシヨン基礎の設計にこの効果を見込んでよいことが示されているが、日本で主体となる砂地盤では透水性が高いため、この効果については未解明であった。

そこで今回、大水深での洋上施設の架台基礎にサクシヨン基礎を適用した際、地震や波浪など外力の載荷速度が大きい場合の水平支持特性において、サクシヨンの影響を明らかにすることを目的に遠心力模型実験を行った。

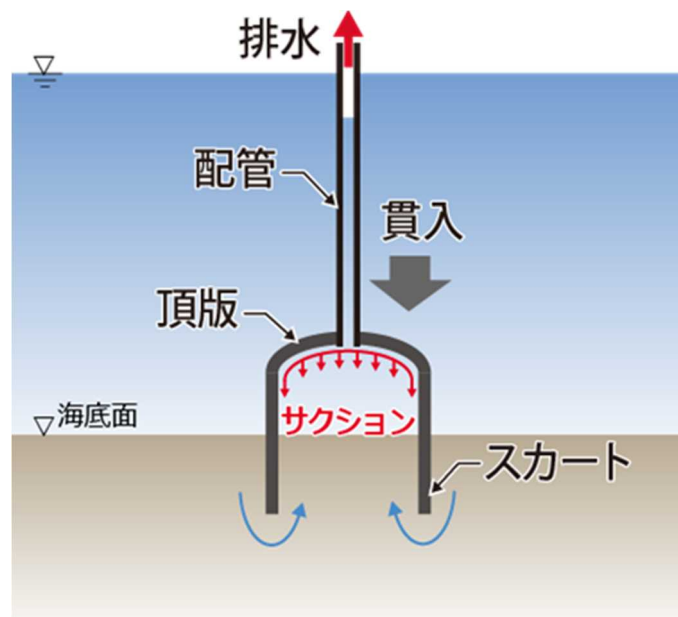


図 3-6-12 貫入時のサクシヨン概念図

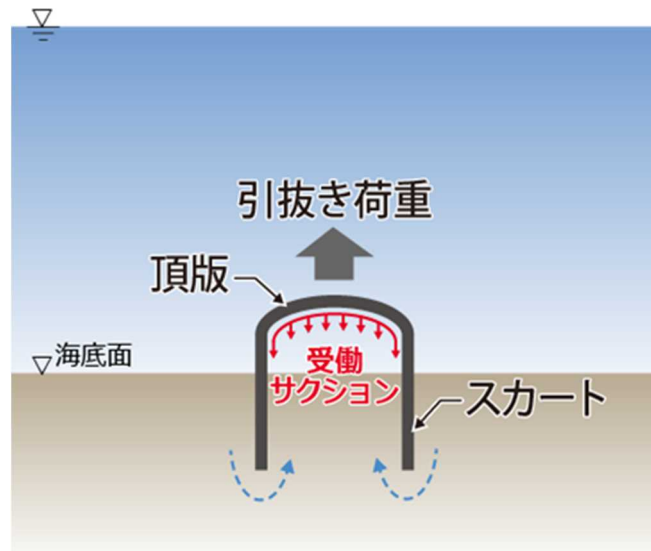


図 3-6-13 受働サクションの発生メカニズム

(b) 実験概要

i. 遠心力模型実験装置

実験は日本工営株式会社中央研究所所有の遠心力模型実験装置を用いて実施した。遠心力模型実験は、遠心加速度を付与できる実験装置に $1/N$ の小型模型を搭載し、 Ng の遠心加速度を作用させた場で模型実験を行う手法である。土の変形強度特性は応力レベルに大きく依存するため、土の挙動を主に扱う模型実験では土による自重応力が小さいため、実際の土の変形破壊現象を模擬できないという問題点がある。この問題を解決する手法が遠心力模型実験である。この実験手法では、 $1/N$ の模型地盤に加速度 Ng を作用させると、模型地盤には実物と同じ自重応力が発生するため、応力レベルを実物と同じとなり小型の模型で実物と同じ変形破壊挙動を再現することが可能となる。

今回用いた遠心力模型実験装置を図 3-6-14 に示し、回転中の様子を図 3-6-15 に示す。今回用いた遠心力模型実験装置はビーム型であり、2本のビームの先端に容器搭載面 (PF) が取り付けられている。PF の逆サイドにはカウンターウェイトが設置され、ビーム回転中の装置のバランスを保つようになっている。表 3-6-8 に遠心力装置の仕様を示す。

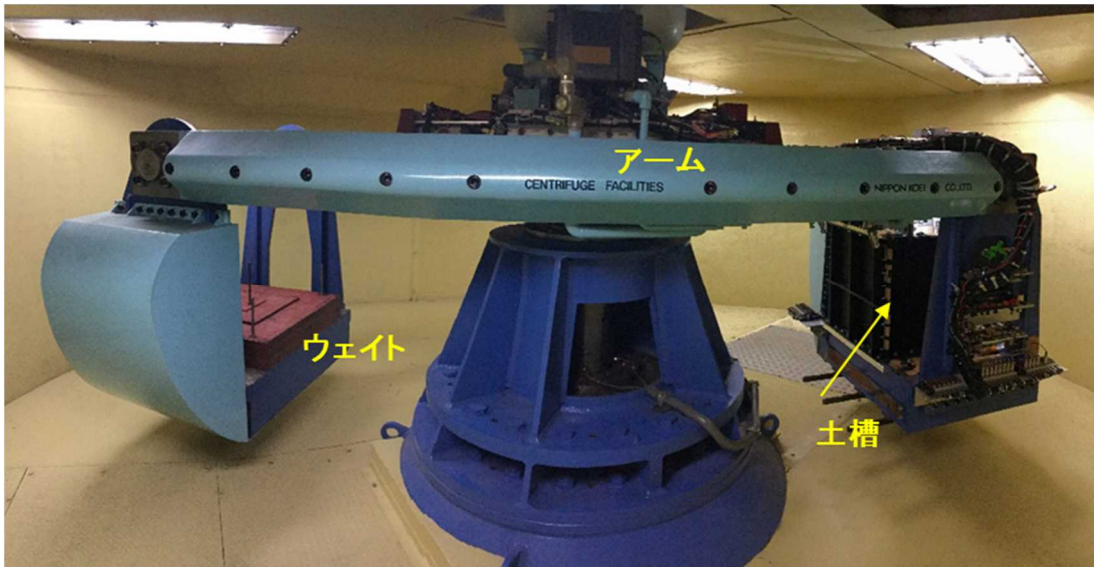


図 3-6-14 今回実験に用いた遠心力模型実験装置



図 3-6-15 回転中の遠心力模型実験装置

表 3-6-8 遠心力模型実験装置の仕様

型 式	ビーム型(スイング PF 式)
回転半径	2,600mm (PF まで)
最大遠心加速度	250G (静的実験)、100G (動的実験)
最大搭載質量	1,000kg
遠心装置容量	約 981 (G・kN)
PF	幅 1,000mm × 奥行 800mm × 高さ 900mm
計測システム (動ひずみ計)	39ch (チャージアンプ 18ch) 最大 20kHz 同時サンプリング

ii. 実験条件

実験の遠心加速度は 50g とした。模型は、スカート 1 つを基礎とした単独型 ($\phi 200\text{mm}$ ($\phi 10\text{m}$)) とスカート 2 つを載荷方向直列に配置した分離型 ($\phi 100\text{mm}$ ($\phi 5\text{m}$) $\times 2$) の 2 つを用い、実験パラメータは荷重の載荷速度とした (カッコ内の数字はいずれも模型寸法を加速度倍した値であるプロトタイプ寸法を示す)。図 3-6-16 に実験模型および計測器配置図を示し、図 3-6-17 に実験模型写真、表 3-6-9 に実験ケースを示す。

模型への載荷には、ギア比による速度可変電動モーターを用いた。載荷点は、洋上施設が水深の比較的大きい場所に設置されることを想定して海底面から 520mm (26m) とした。基礎の根入れはどちらも 100mm (5m) である。基礎自重は、鉛直地盤反力度が 200kN/m^2 となるよう調整した。

地盤は豊浦砂を用いた。表 3-6-10 に模型地盤の諸値を示す。地盤は空中落下法で計器および模型を設置しながら作製したのち、土槽下部から粘性流体で飽和させた。粘性流体は、モデル上での透水速度が実物を等価となるよう、メトローズ粉と水を混合して粘性を水の 50 倍に調整した。計測項目は、載荷重、水平変位 (載荷点、載荷点 1/2 高さ)、鉛直変位 (模型、海底面)、スカート内およびスカート下部の間隙水圧 (前面側、背面側)、頂版位置水圧 (スカート内、外)、である。図 3-6-18 に載荷状況を示す。

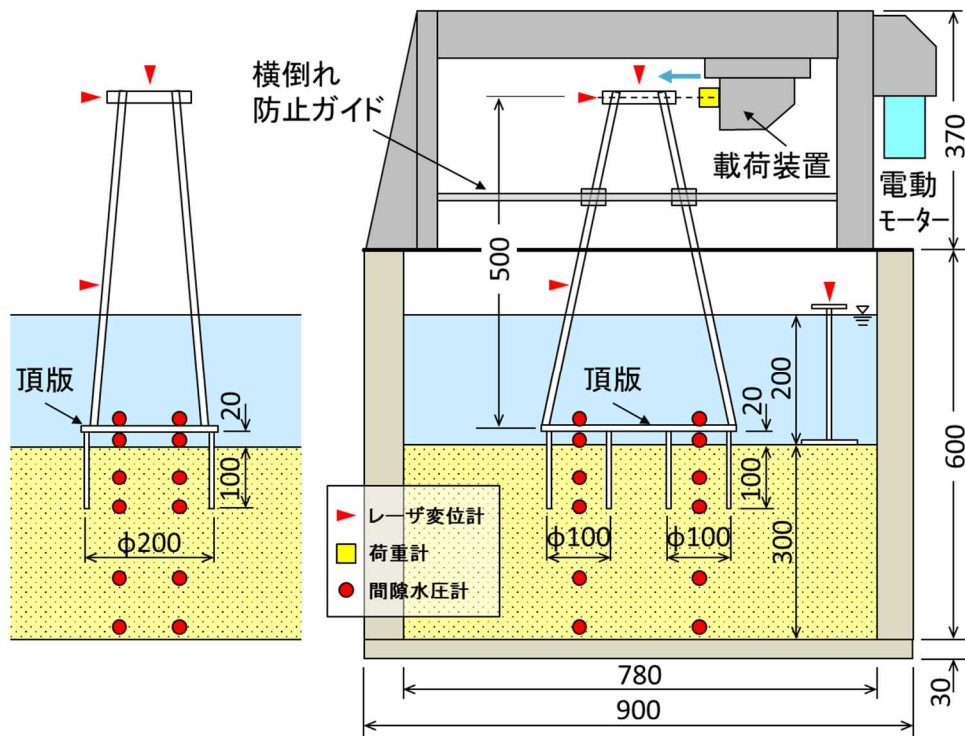
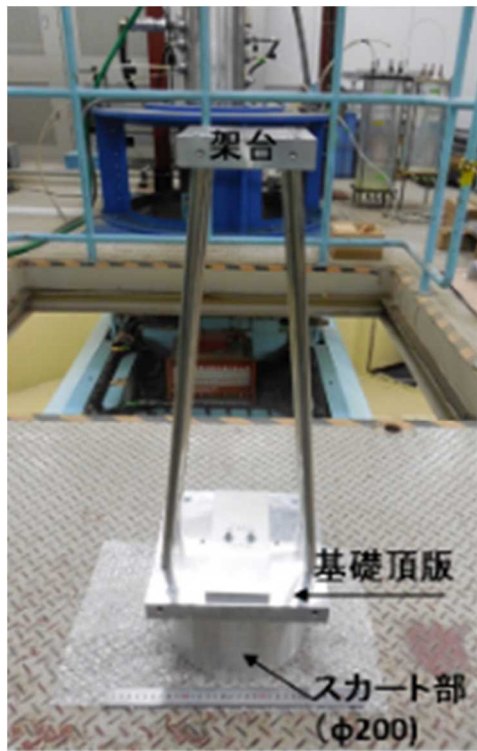
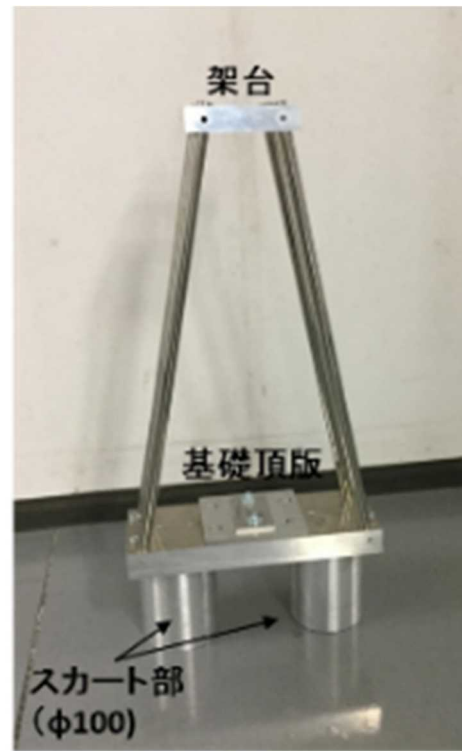


図 3-6-16 実験模型および計測器配置図



单独型



分離型

図 3-6-17 実験模型

表 3-6-9 実験ケース

Case- No.	基礎形式	载荷速度 (mm/sec)
Case-1	单独型	0.1
Case-2		1
Case-3		10
Case-4	分離型	0.1
Case-5		1
Case-6		10

表 3-6-10 実験地盤諸元

諸元	記号	単位	値
土粒子の密度	ρ_s	g/cm ³	2.649
最小乾燥密度	ρ_{dmin}	g/cm ³	1.368
最大乾燥密度	ρ_{dmax}	g/cm ³	1.663
最大粒径	D_{max}	mm	0.425
50%粒径	D_{50}	mm	0.169
均等係数	U_c		1.44
相対密度	Dr	%	70
飽和单位体積重量	γ_{sat}	g/cm ³	1.972

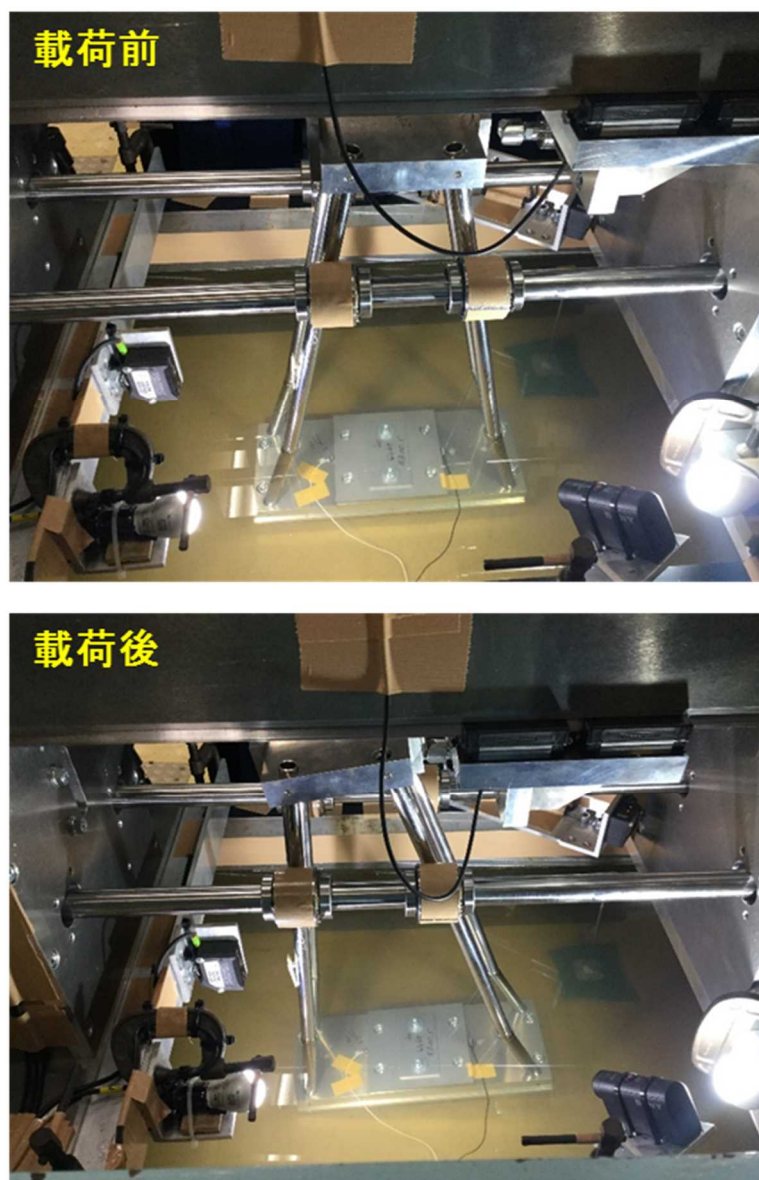


図 3-6-18 載荷状況

(c) 実験結果

図 3-6-19 に水平荷重—載荷点変位関係、図 3-6-20 に頂版位置での作用モーメント (=水平荷重 × 作用点高さ) —回転角関係を示す。単独型、分離型とも載荷速度が大きいほど水平抵抗および抵抗モーメントは大きくなっている。また同じ載荷速度であれば、単独型よりも分離型の方が水平抵抗、抵抗モーメントは大きい。

図 3-6-21 に単独型の頂版位置におけるスカート内外の水圧差と回転角の関係を示す。単独型は1つのスカート内に計器が設置されているため前面側と背面側の計測値に差異はなく、載荷速度が小さいケースでは水圧差はほとんど発生していないが、載荷速度が大きくなると、回転角が大きくなることでスカート内には約 40kPa の負圧 (=サクション、絶対圧ではなく静水圧に比べて負) が生じている。図 3-6-22 に分離型の頂版位置でのスカート内外の水圧差と回転角の関係を示す。前面側のスカート内には載荷速度 10mm/sec の場合のみ一旦大きな正圧が発生しているが回転角が大きくなるにつれ消散している。一方背面側のスカート内には、載荷速度が大きいほど回転角に伴って非常に大きなサクション (最大で約 110kPa) が発生している。

図 3-6-23 に抵抗モーメントと回転角の関係をワイブル分布曲線で近似して求めた降伏モーメ

ント（降伏変位におけるモーメント）と載荷速度の関係およびその時に発生した背面側スカートサクシヨンのサクシヨンの関係を示す。降伏変位は式 3-6-1 によって求めた。

$$P=P_{\max} \{1-\exp(-\delta/\delta_s)\} \quad \text{式 3-6-1}$$

$$P_y=(1-e^{-1})P_{\max}$$

ここに、P：水平荷重、Pmax：極限荷重、Py：降伏変位

δ ：水平変位、 δ_s ：基準変位置量（降伏変位における変位）

載荷速度が 100 倍となることで、抵抗モーメントは単独型で 2 割増なのに対し分離型では 5 割増となっている。またその時の発生サクシヨンは、単独型では載荷速度の影響がほとんど見られないが、分離型では背面側スカート内に大きなサクシヨンが発生している。モーメント荷重が卓越するような大水深では、背面側スカートが引き抜けようとする変形モードとなり、その際に分離型ではスカート内にサクシヨンが発生するため、単独型よりも抵抗モーメントの増加比率が大きくなったと考えられる。つまり大水深でのスカートサクシヨンには、地震や波浪など載荷速度が大きい場合にサクシヨンを効果的に発揮させられる分離型の適用が有効であると言える。

分離型の $v=0.1\text{mm/sec}$ と $v=10\text{mm/sec}$ の最大抵抗モーメントの差は約 0.2kNm であるが（図 3-6-20 の右図の赤と青プロットの差）、サクシヨンのみによる増加抵抗モーメント（＝最大サクシヨンにスカート内面積と回転中心からの距離を乗じた値）だけではこの差を説明できない。これは地盤の支持力や変形係数にはもともと載荷速度依存性があるためと考えられ、スカート前面抵抗や先端抵抗における速度効果も加味されているためと考えられる。

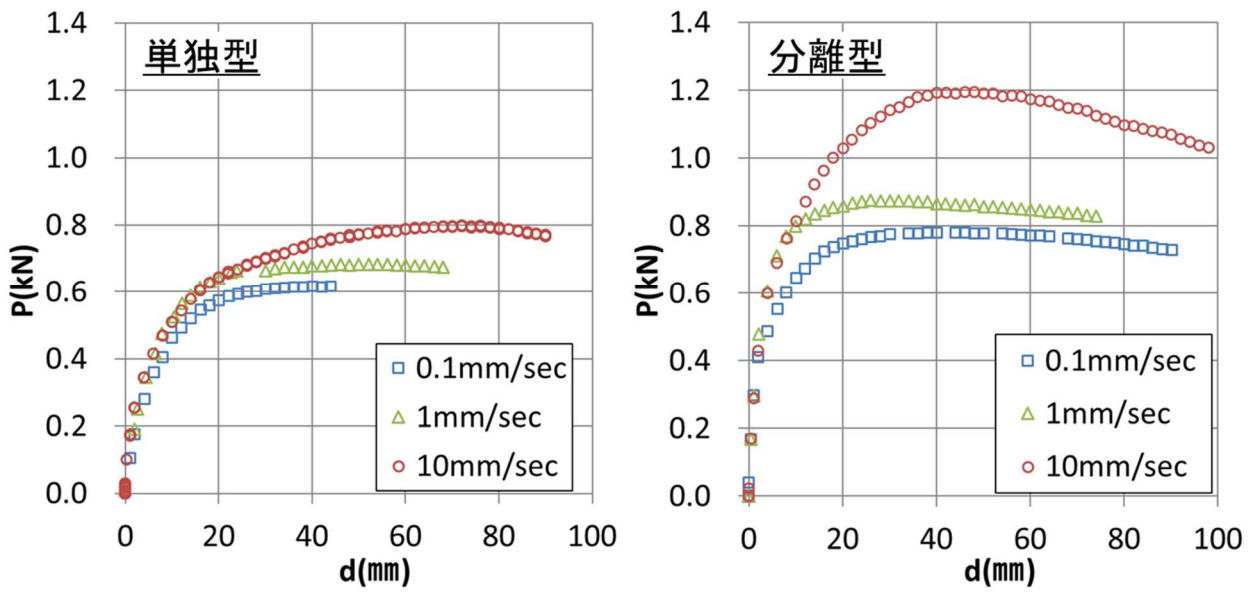


図 3-6-19 水平荷重—載荷点変位

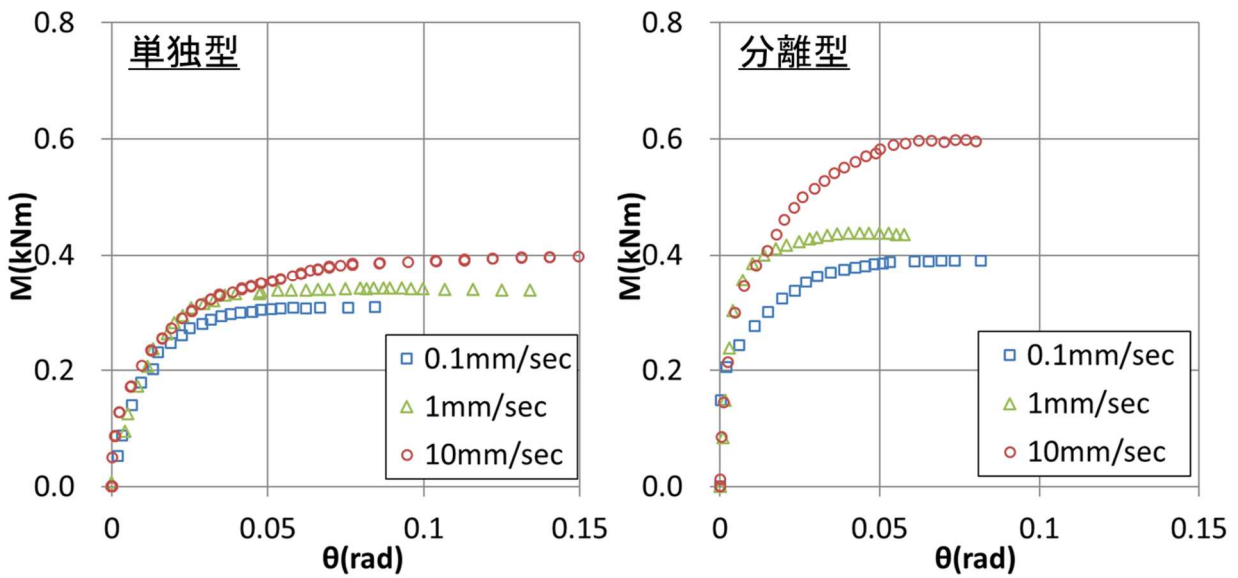


図 3-6-20 頂版位置での作用モーメント—回転角

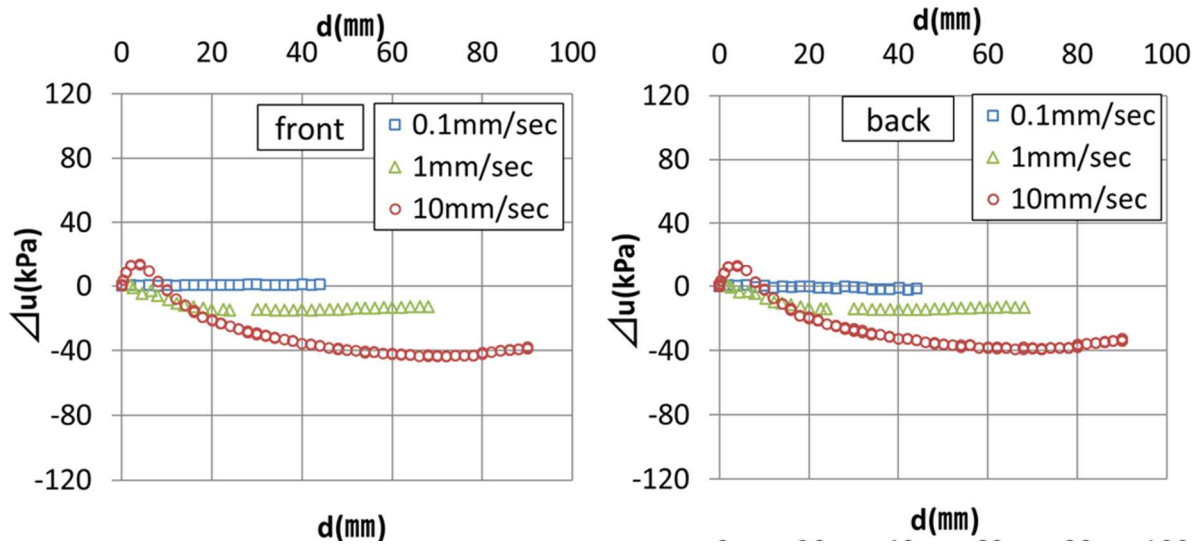


図 3-6-21 頂版下スカート内水圧差一回転角（単独型）

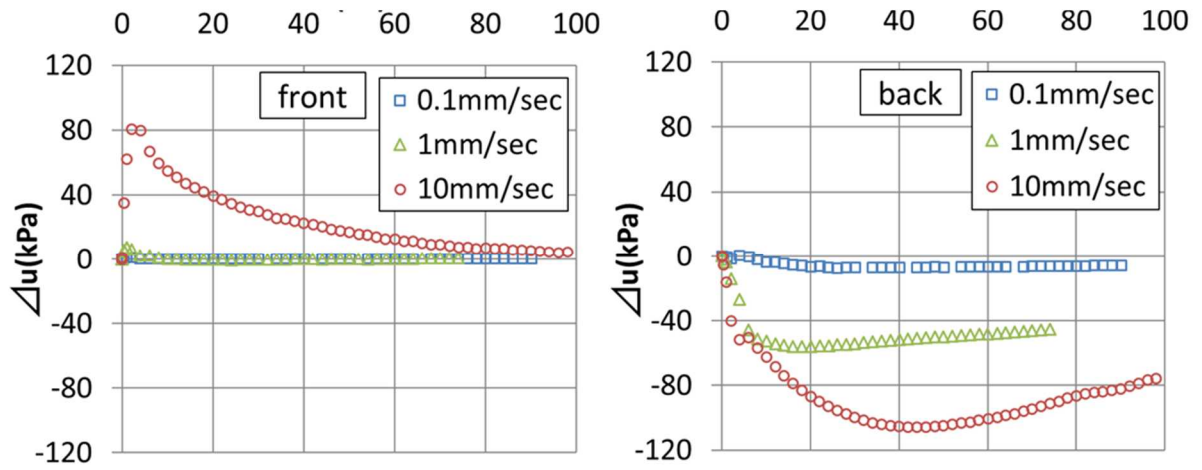


図 3-6-22 頂版下スカート内水圧差一回転角（分離型）

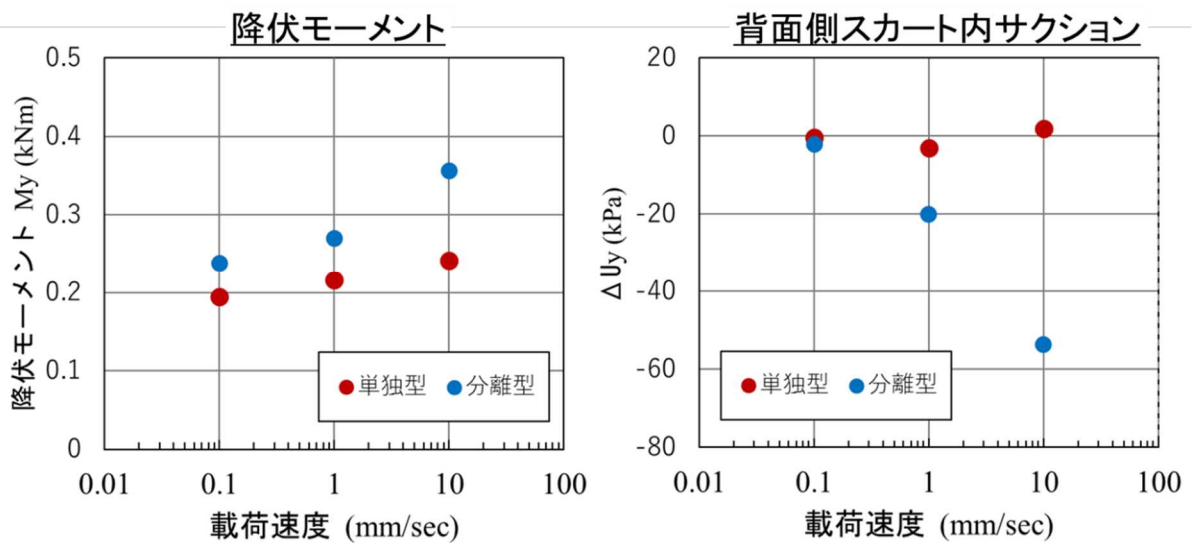


図 3-6-23 載荷速度－降伏モーメント、背面側スカート内外水圧差

(d) まとめ

サクシヨン基礎の遠心力載荷実験についてまとめると以下ようになる。

大水深における洋上架台の基礎としてスカートサクシヨンをを用いた際の水平支持特性について、載荷中にスカート内に発生するサクシヨンの影響を明らかにするため、一体型および分離型の2種類の模型で載荷速度をパラメータにした遠心力模型実験を実施した。その結果、載荷速度が大きいほどスカート内に大きなサクシヨンが発生し、水平抵抗および抵抗モーメントは静的な抵抗よりも2～5割増加した。またサクシヨンの影響による抵抗モーメント増加は一体型より分離型の方が顕著であった。

本実験成果は、波浪荷重や地震荷重など載荷速度が速い外力に対して、サクシヨン基礎（特に分離型）はスカート内に発生する受働サクシヨンにより、通常静的な外力を想定して設計される設計水平耐力よりも2～5割程度大きな耐力を有していると考えられる。このことは、洋上架台の基礎としてサクシヨン基礎がコストダウン可能な基礎であることを強く示唆するものである。

【参考文献】

- 1) 粕谷悠紀, 山本彰, 松田隆, 伊藤政人, 増井直樹: スカートサクシヨン基礎の引抜き抵抗に関する実海域実験 (その2: 引抜き結果), 土木学会第71回年次学術講演会概要集, pp37-38, 2016. 9.
- 2) 宇都一馬, 冬木衛, 桜井学: 杭の載荷試験結果の整理方法, 基礎工 No. 9, 1982, pp21-30, 1982. 9.
- 3) 渡邊康司, 佐原守: 杭基礎の支持力および地盤ばねに与える載荷速度の影響, 大林組技術研究所報, No. 76, 2012 PP1-8, 2012. 12

III. 土/水連成 3次元弾塑性 FEM 解析による模型実験のシミュレーション

(a) 解析概要

13.3.2 で述べた遠心力模型実験結果を、土/水連成 FEM 解析によりシミュレーションすることで、解析手法の妥当性を評価し、受働サクシジョンの効果を加味したサクシジョン基礎の設計手法を確立する。

(b) 解析条件

解析は 3次元弾塑性解析とし、間隙水圧の変化と地盤の応力を連成させて解析する土/水連成解析とする。地盤の応力ひずみ関係はその非線形性を考慮できるようにモールクーロンの非線形材料を用いる。解析コードは PLAXIS 3D 2016 を用いる。

表 3-6-11 に使用要素種別、表 3-6-12 に解析ケースを示し、図 3-6-24、図 3-6-25 に解析メッシュを示す。解析は実験同様、架台中央部に水平に強制変位を与え、その変位速度を解析パラメータとした。なお解析は x

軸で対称な 1/2 モデルとした。

表 3-6-13、表 3-6-14 に地盤および試験体の入力定数を示す。地盤の入力定数は、実験に用いた砂の三軸圧縮試験から定め、層種別は上層と下層の二種類とした。試験体の入力定数はそれぞれの試験体の値を用いた。

図 3-6-26、図 3-6-27 に各解析モデルにおける幾何境界条件および水理境界条件を示す。実験同様、地盤面上面 (Zmax) での透水を許容しているが、試験体頂版からの透水は許容しない条件とした。

表 3-6-11 使用要素

部位	使用要素
地盤	10 節点テトラ要素
水要素	10 節点テトラ要素
試験体 (頂版、スカート)	6 節点シェル要素
地盤-構造物間	6 節点インターフェース要素

表 3-6-12 解析ケース

解析ケース	水平変位速度
CASE1 (単独型)	0.1 (mm/sec)
CASE2 (単独型)	1.0 (mm/sec)
CASE3 (単独型)	10.0 (mm/sec)
CASE4 (分離型)	0.1 (mm/sec)
CASE5 (分離型)	1.0 (mm/sec)
CASE6 (分離型)	10.0 (mm/sec)

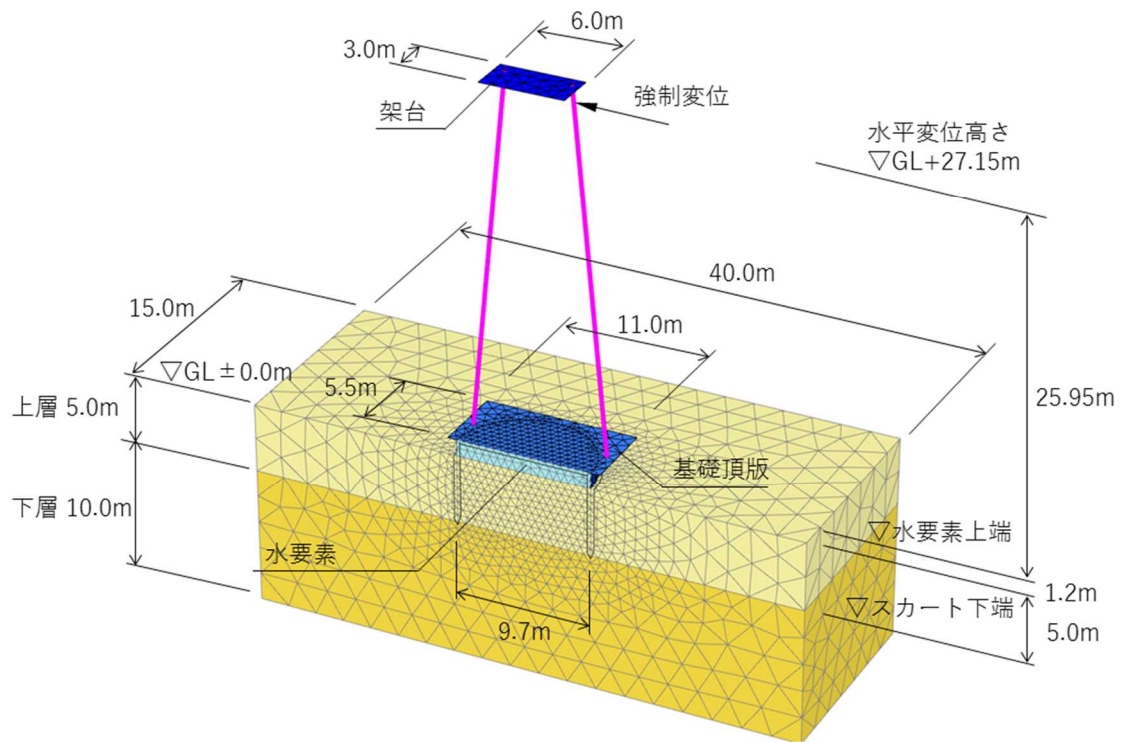


図 3-6-24 メッシュ図 (単独型)

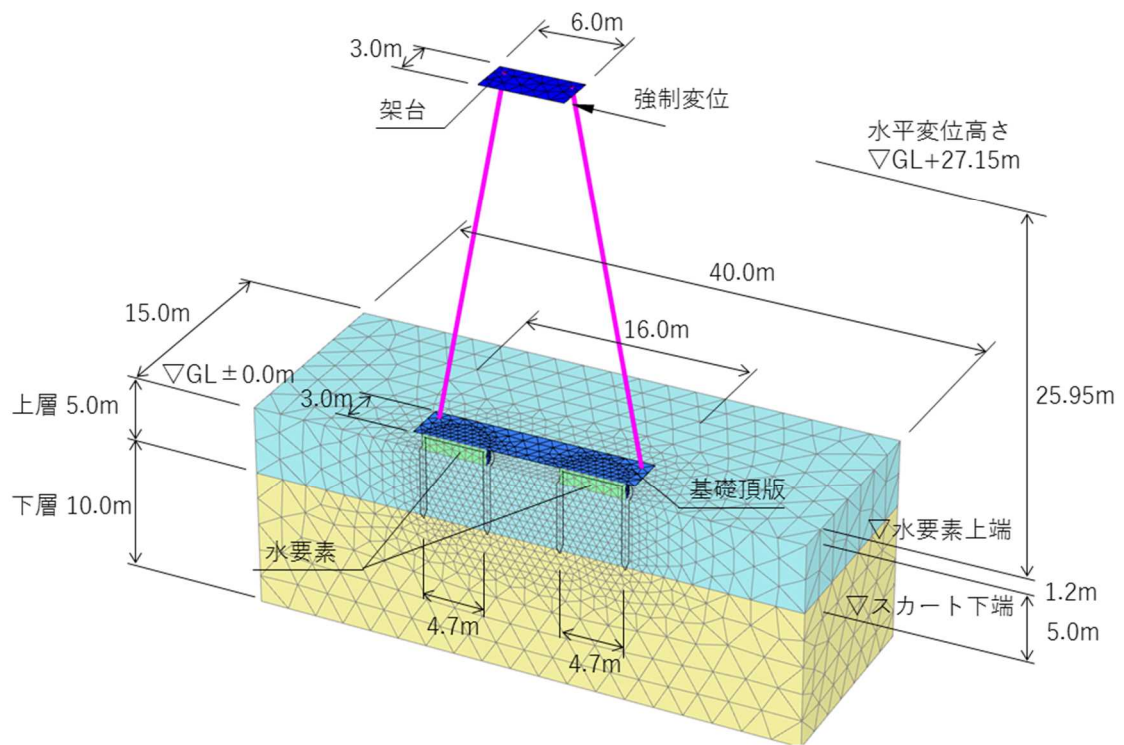


図 3-6-25 メッシュ図 (分離型)

表 3-6-13 地盤入力定

種別	弾性係数 E (kN/m ²)	ポアソン比 ν (-)	内部摩擦角 ϕ (deg)	粘着力 c (kN/m ²)	単位体積重量 γ (kN/m ³)	透水係数 K (m/s)	界面要素低減係数 R_{inter} (-)	備考
上層	45,214	0.30	37.4	10.4	19.7	3.80E-05	0.6	モール・クーロン
下層	60,798	0.30	37.4	10.4	19.7	3.80E-05	0.6	モール・クーロン
水	2,261	0.49	-	-	10.0	3.80E-05	1.0	線形弾性体

表 3-6-14 試験体入力定数

種別	形状	厚さ(径) $d(\phi)$ (m)	弾性係数 E (kN/m ²)	ポアソン比 ν (-)	断面積 A (m ²)	断面2次モーメント I_2, I_3 (m ⁴)	備考
スカート	円筒	0.30	6.90E+07	0.3	-	-	板要素
基礎頂版	長方形	1.15	6.90E+07	0.3	-	-	板要素
架台	長方形	1.25	6.90E+07	0.3	-	-	板要素
柱	線	0.75	6.90E+07	-	0.4418	0.0155	梁要素

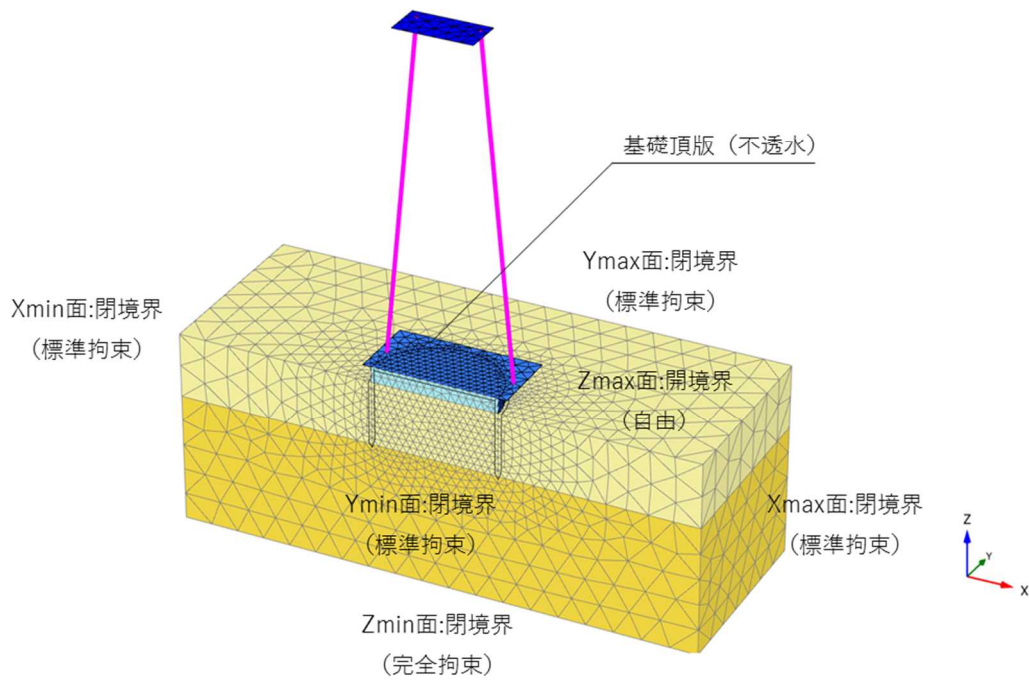


図 3-6-26 水理・境界条件 (単独型)

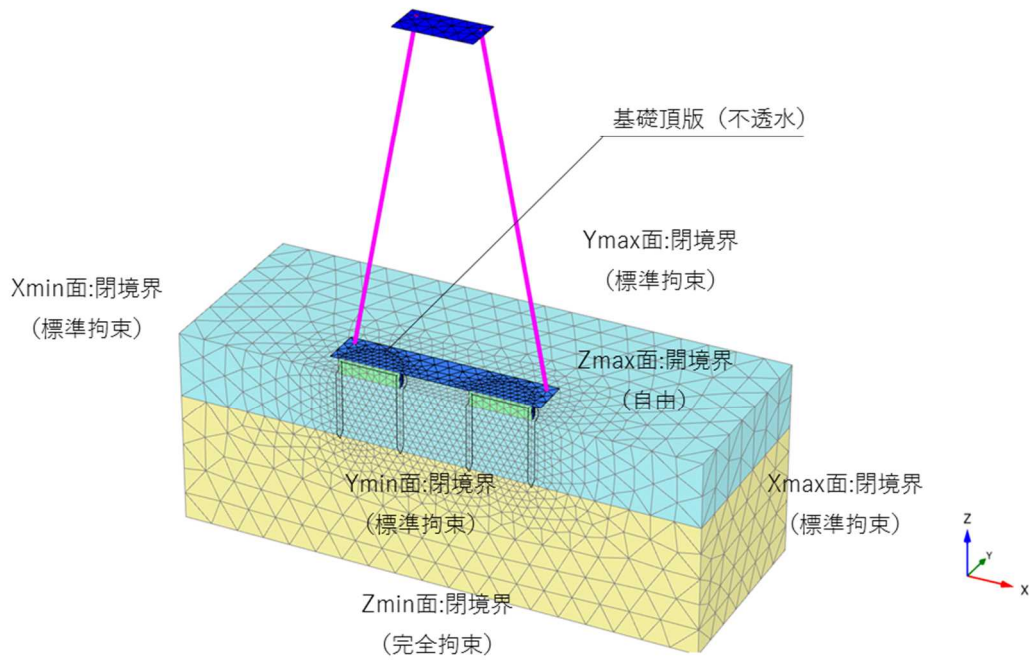
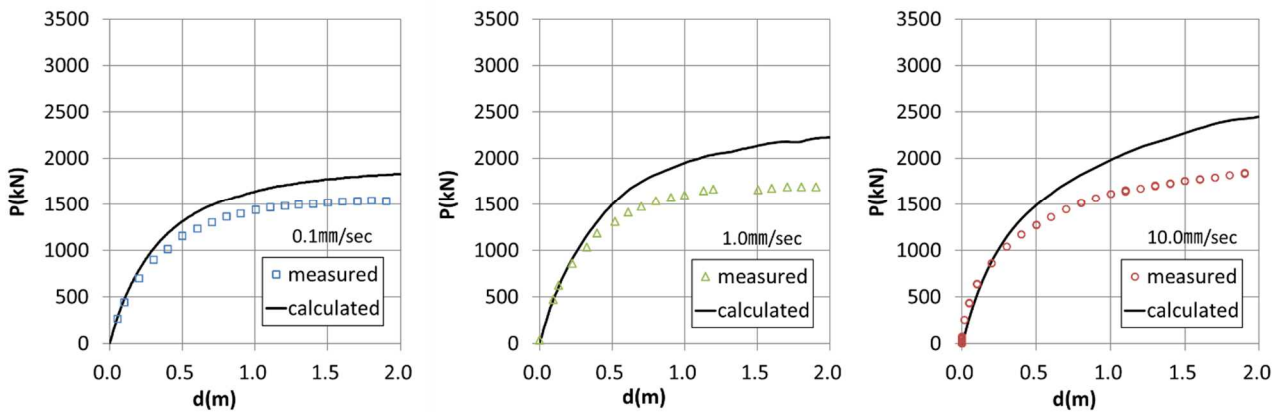


図 3-6-27 水理・境界条件 (分離型)

(c) 解析結果

図 3-6-28、図 3-6-29 に解析結果 (荷重-変位関係、サクシオン圧-変位関係) を実験結果とともに示す。分離型の変位速度が速いケースにおいて、解析が途中で終了している現象がみられるものの、概ねどの解析においても実験結果とほぼ対応している。

図 3-6-30～図 3-6-41 に各解析ケースの変形図およびサクシオン圧コンターを示す。変位速度の増加によるスカート内のサクシオン圧の増加は、一体型ではさほど顕著ではないが、分離型では背面側のスカート内のサクシオン圧が変位速度の増加に伴って大きく増加しており、実験と同様な傾向を示している。



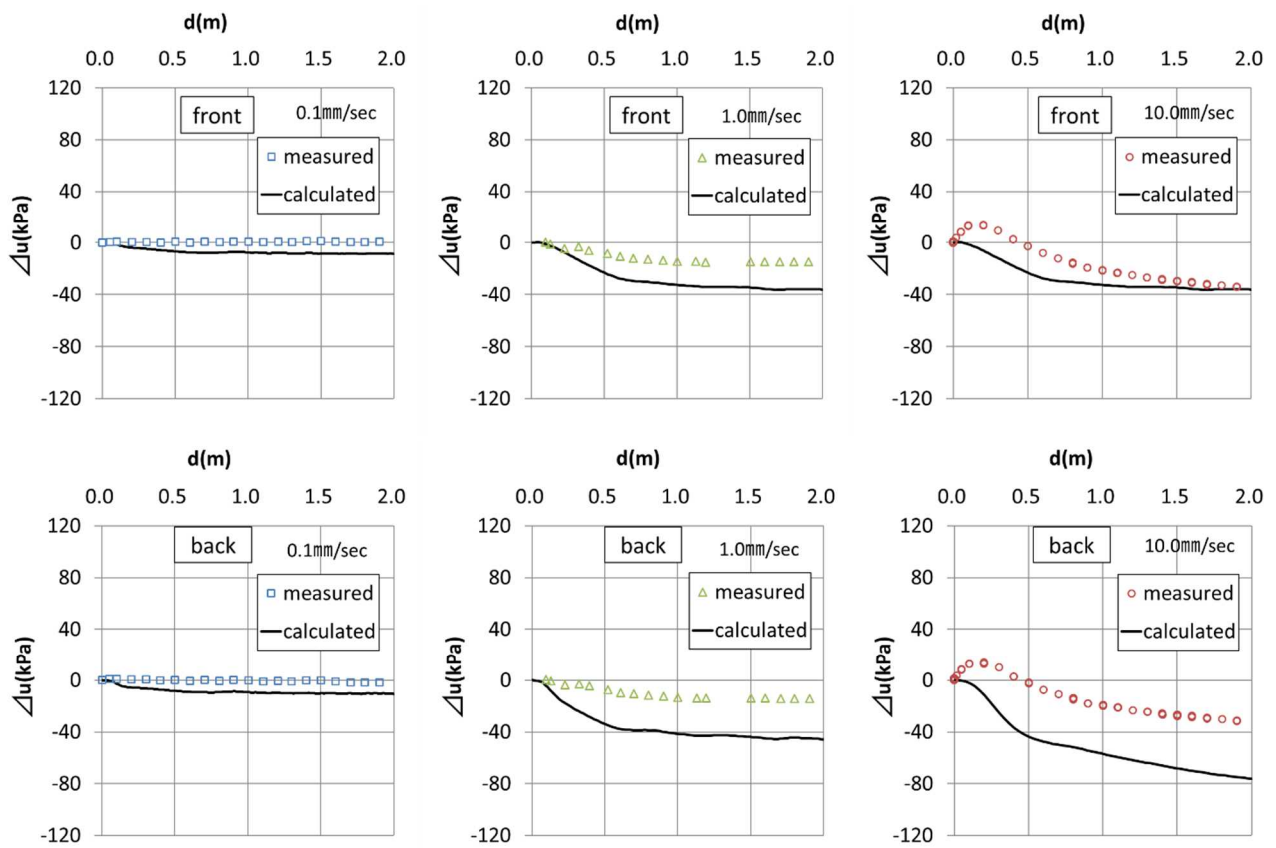


図 3-6-28 荷重変位関係、荷重サクシヨン関係 (単独型)

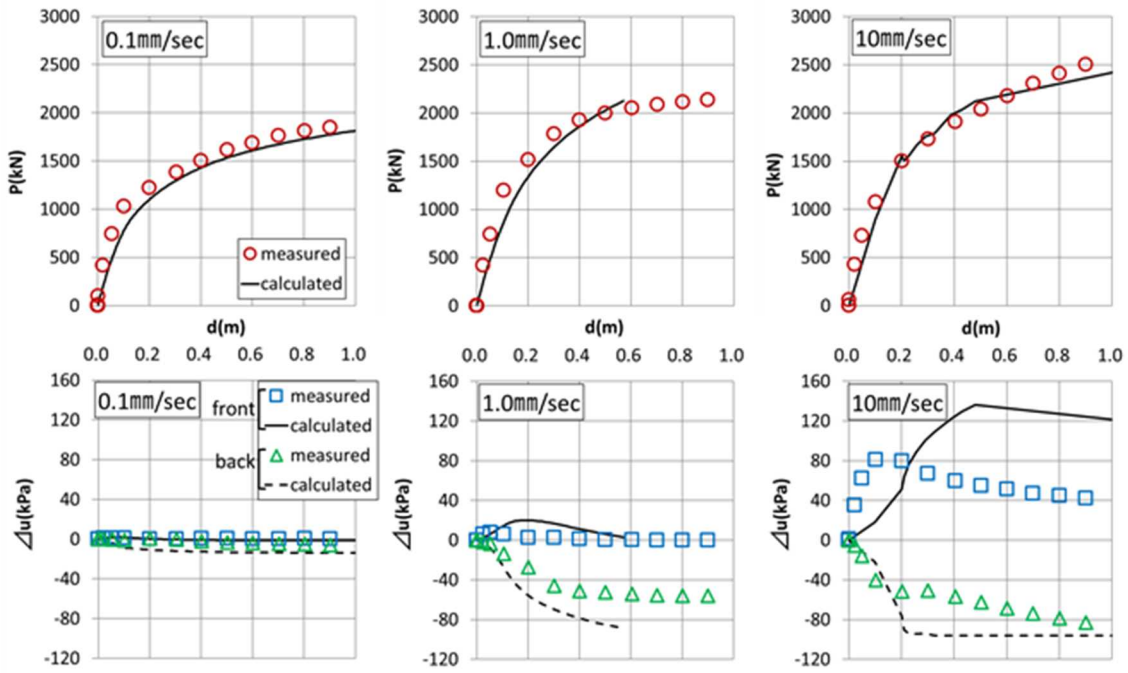


図 3-6-29 荷重変位関係、荷重サクシヨン関係（分離型）

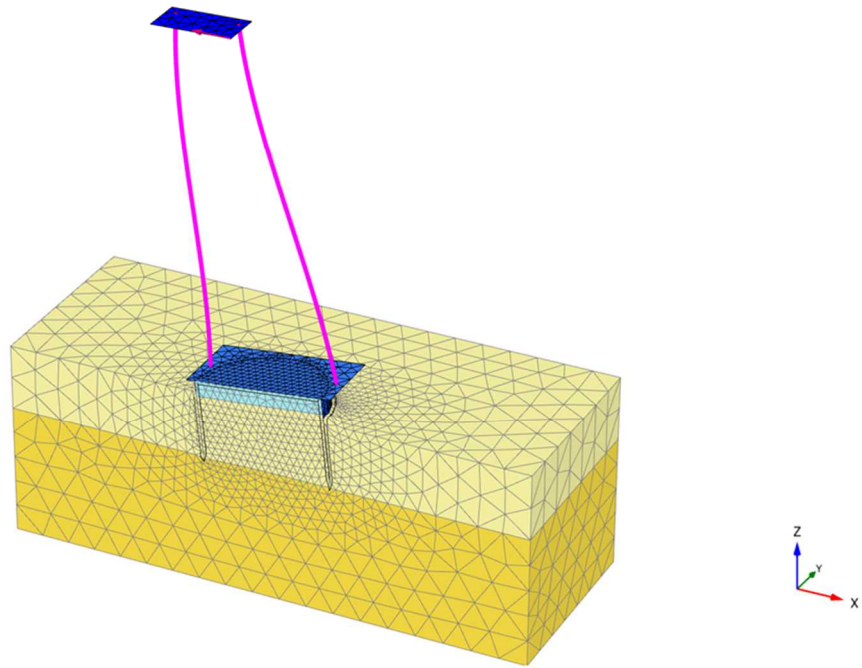


図 3-6-30 変形図 (case1) $d=0.53\text{m}$

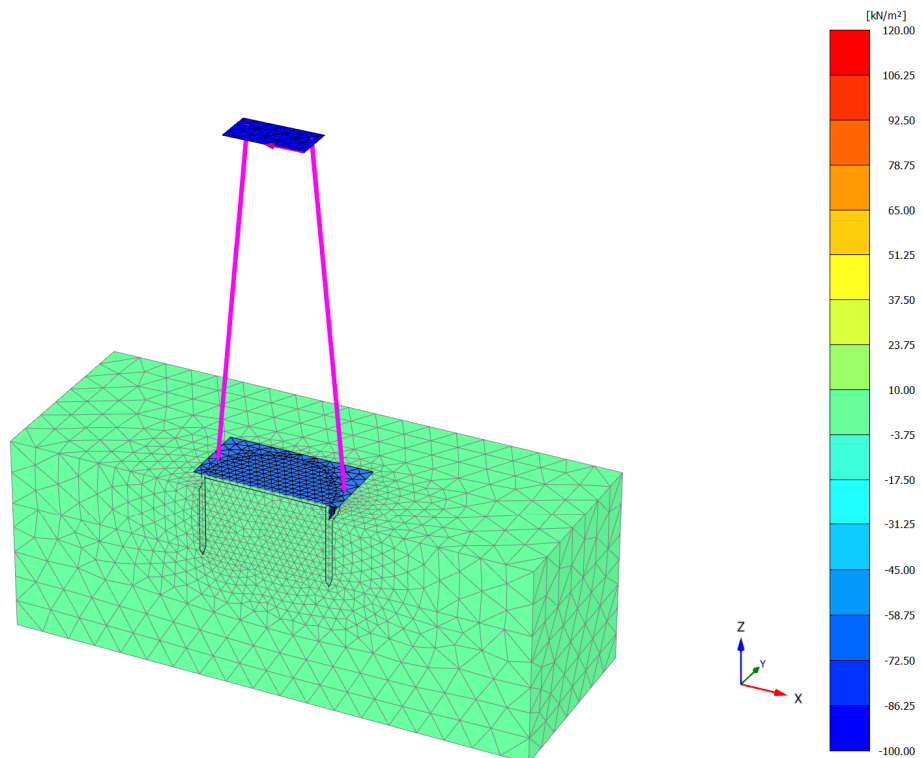


図 3-6-31 過剰間隙水圧コンター図 (case1)

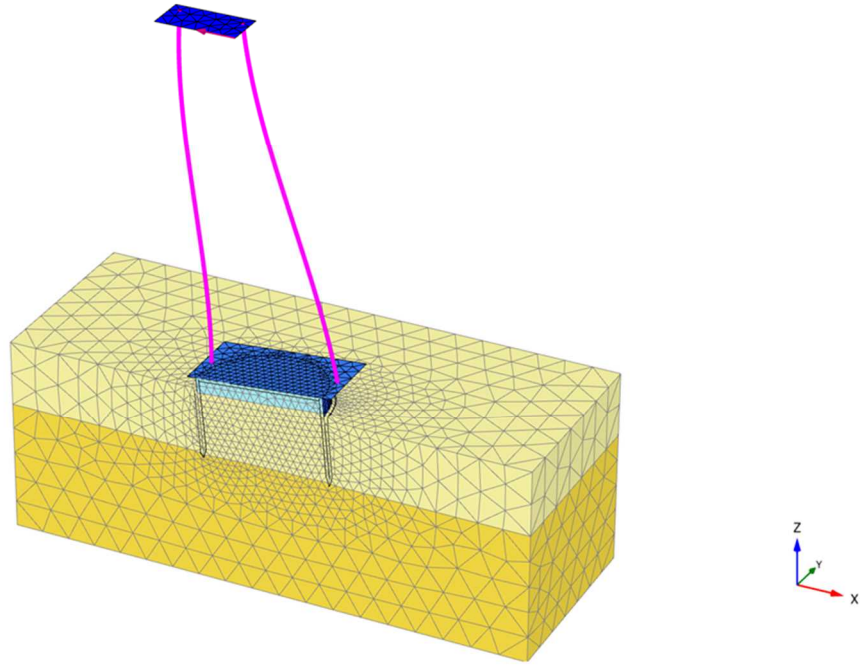


図 3-6-32 変形図 (case2) $d=0.50m$

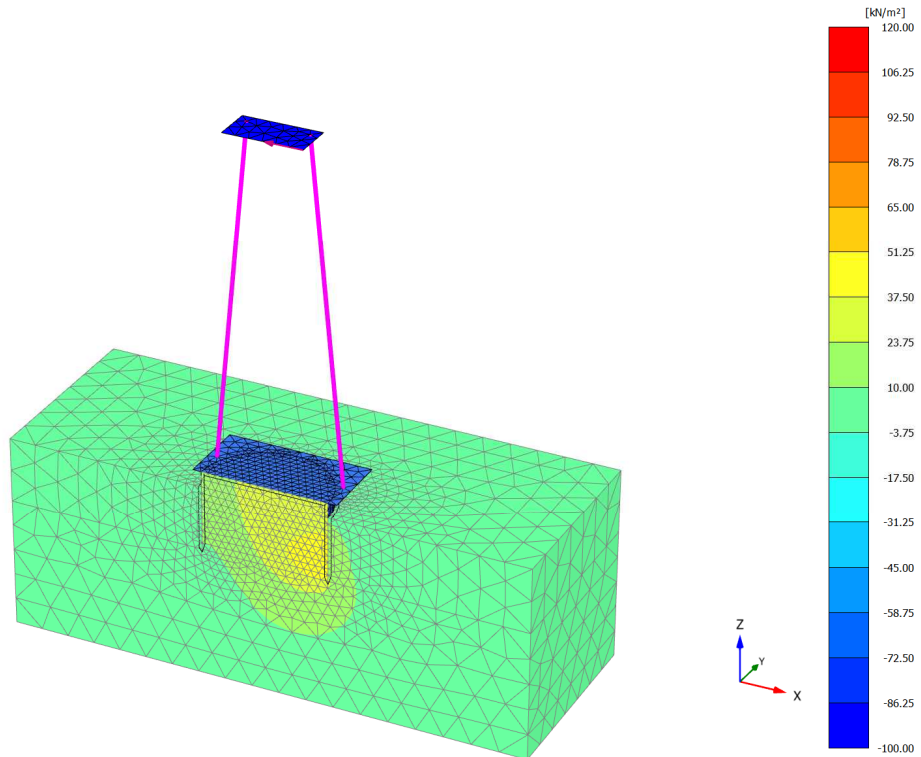


図 3-6-33 過剰間隙水圧コンター図 (case2)

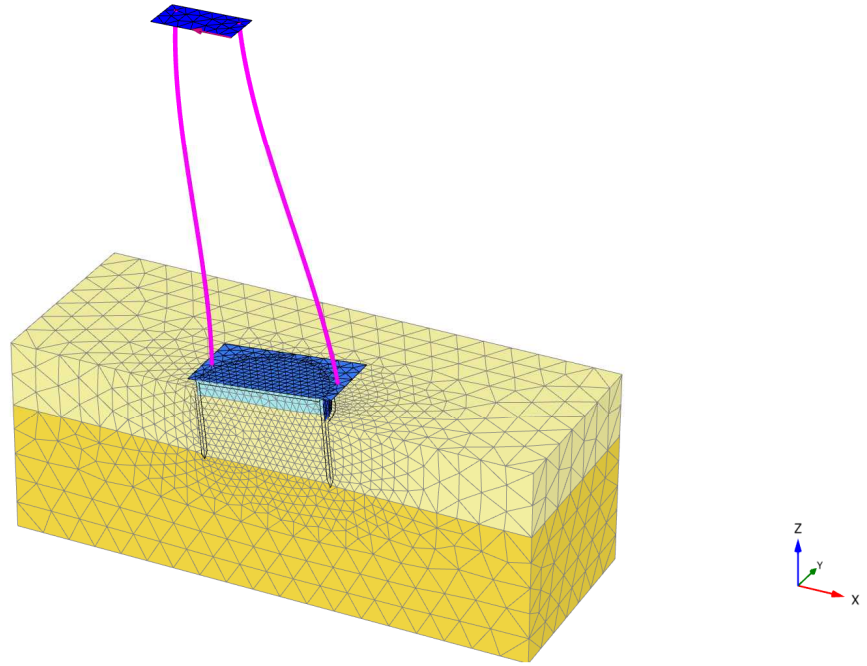


図 3-6-34 変形図 (case3) $d=0.53m$

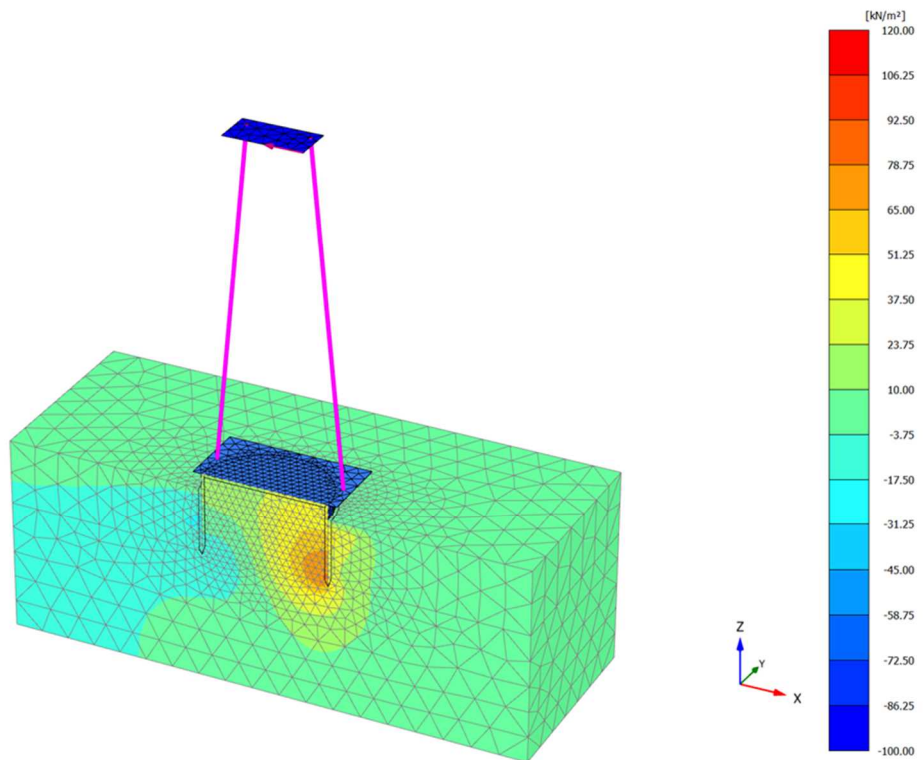


図 3-6-35 過剰間隙水圧コンター図 (case3)

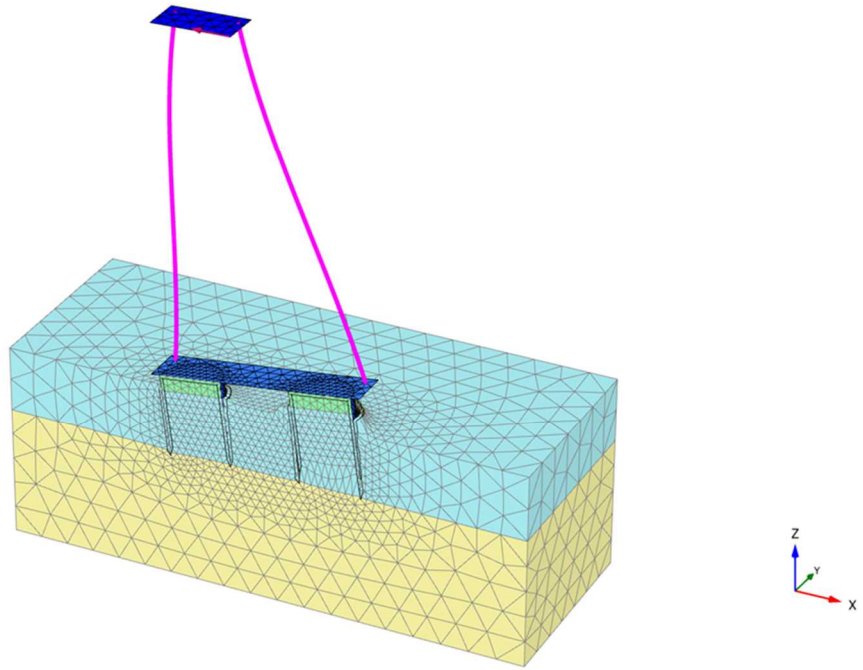


図 3-6-36 変形図 (case4) $d=0.52m$

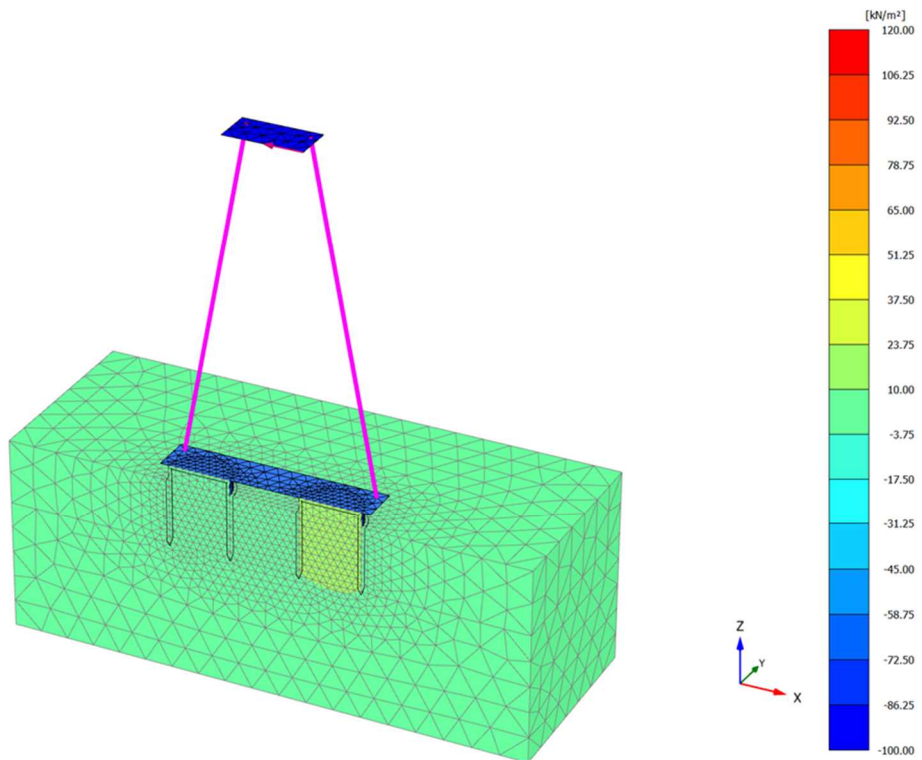


図 3-6-37 過剰間隙水圧コンター図 (case4)

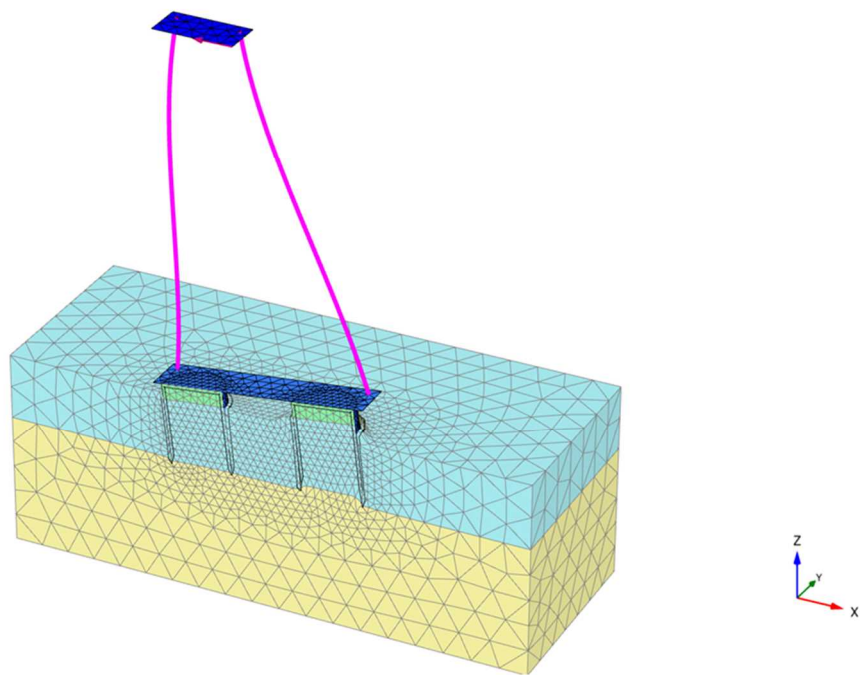


図 3-6-38 変形図 (case5) $d=0.52m$

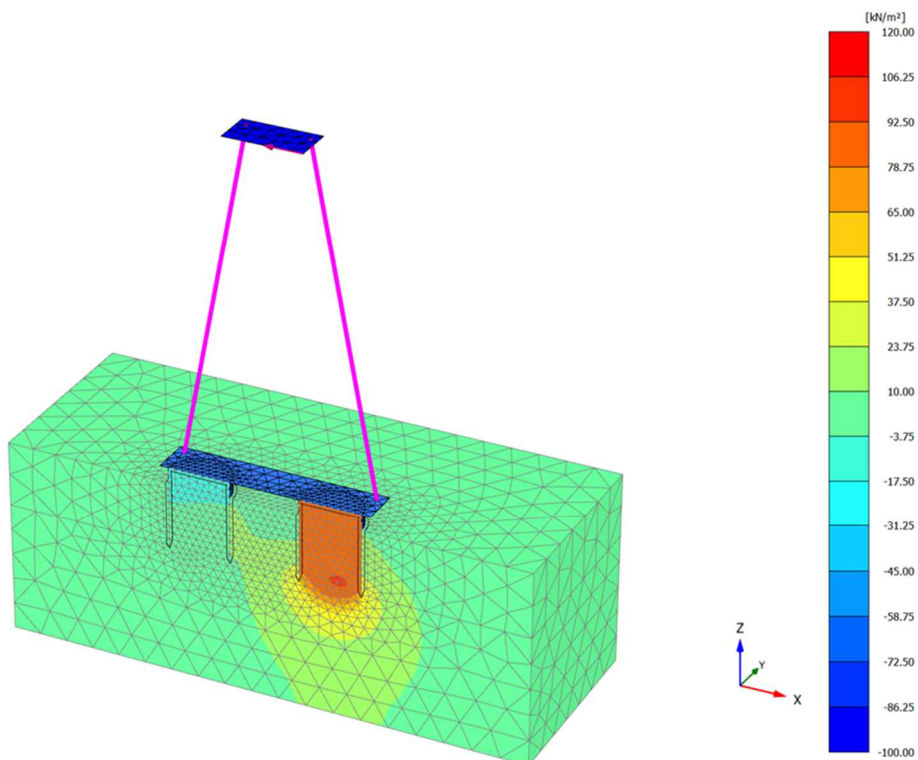


図 3-6-39 過剰間隙水圧コンター図 (case5)

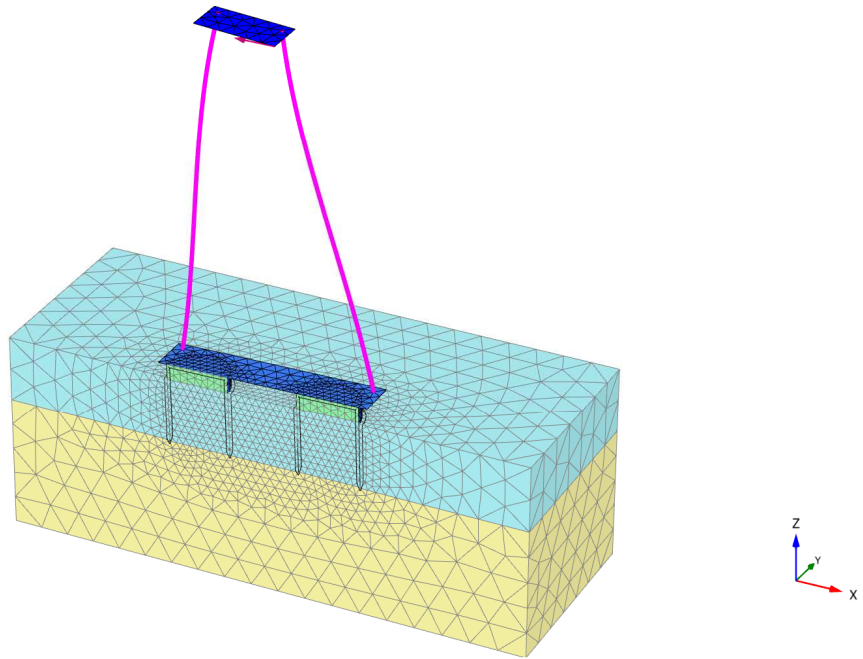


図 3-6-40 変形図 (case6) $d=0.20\text{m}$

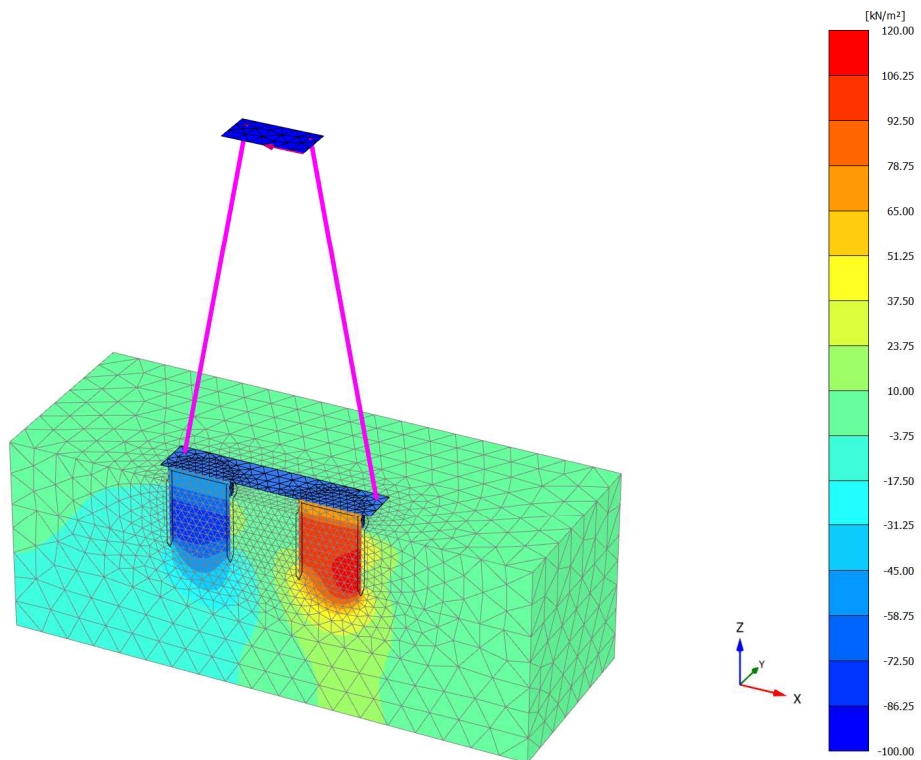


図 3-6-41 過剰間隙水圧コンター図 (case6)

(d) まとめ

変位速度をパラメータとしたサクシヨン基礎の遠心力模型実験について、3次元土/水連成FEM弾塑性解析によるシミュレーション解析を行った。これにより以下のことが明らかになった。

- (1) 変位速度が大きくなると、実験結果同様水平抵抗が増加し、特に分離型にこの影響が顕著である。
- (2) 変位速度が大きくなると、スカート内に負のサクシヨンが発生し、その大きさは単独型よりも分離型の方が顕著であった。この傾向は実験結果と合致するものであり、発生したサクシヨンによりスカート内部土が頂版およびスカートと一緒に持ち上げられることで水平抵抗の増加をもたらすものと考えられる。
- (3) このように解析結果は実験結果とおおむね一致し、サクシヨンによる水平抵抗の増加のメカニズムについて明らかにすることができた。このことにより、今回用いた解析手法は受働サクシヨンの効果を加味したサクシヨン基礎の設計手法として妥当であることが確認できた。

IV. 想定PF架台基礎の概略設計・施工法検討およびコスト比較

想定適用地域（福島沖、九十九里沖、伊豆下田沖）において、サクシオン基礎の概略設計を実施し、概略コスト比較のための基礎資料を作成した。

(a) サクシオン基礎の概略設計とコスト算出

i. 概略設計条件

表 3-6-15 に検討上の前提条件を示し、表 3-6-16 に検討ケース一覧を示す。検討ケースにおけるパラメータは変電施設の重量と設置水深である。変電施設の面積および容積は、欧州での実績をもとに施設重量から外挿した。

表 3-6-15 検討上の前提条件

前提条件項目	内容	備考
安全性	洋上石油ガス PF と同等	風車基礎より 1 ランク上
供用期間	50~100 年	風車等は 20 年
適用技術	現有の材料・設計法・施工法	特殊材料不可
維持管理	管理者等が常駐	アクセスは船およびヘリコプター
主要施設の搭載場所	静穏な内湾	供用中の資機材は現地にて補給
供用後の処理	完全撤去	施設・架台・基礎も撤去

表 3-6-16 検討ケース一覧

変電所諸元				設置水深 (m)	検討ケース名
交流/直流	重量 (tf)	面積 (m ²) (平面寸法)	容積 (m ³) (高さ)		
交流	4,000	2,000 (45m×45m)	34,000 (17m)	50	1-A-S- 50
				100	2-A-S-100
				200	3-A-S-200
	6,000	3,000 (55m×55m)	51,000 (17m)	50	4-A-M- 50
				100	5-A-M-100
				200	6-A-M-200
	8,000	3,900 (62m×62m)	67,000 (17m)	50	7-A-L- 50
				100	8-A-L-100
				200	9-A-L-200
直流	8,000	3,000 (55m×55m)	90,000 (30m)	50	10-D-S- 50
				100	11-D-S-100
				200	12-D-S-200
	16,000	5,100 (71m×71m)	190,000 (37m)	50	13-D-M- 50
				100	13.3-D-M-100
				200	15-D-M-200
	24,000	7,300 (85m×85m)	290,000 (40m)	50	16-D-L- 50
				100	17-D-L-100
				200	18-D-L-200

表 3-6-17 に検討に用いる主要な自然条件を示し、表 3-6-18 に主要材料諸元を示す。自然条件のうち、波浪条件および風条件は、想定設置場所を考慮して定めた。

表 3-6-17 検討に用いる主要な自然条件

項目	設定条件	参考データ																		
地盤条件	砂質土 (内部摩擦角 $\phi = 35^\circ$) 海底面より深度方向に一様分布	近海底質 (海上保安庁) に準拠 国内の沿岸域の表層土の大半は砂質土より構成																		
地震条件	設計水平震度 レベル1 0.2 レベル2 0.4	再現期間 レベル1 50~100年 レベル2 500~2500年 レベル2 地震は参考試算のみ																		
波条件	最大波の波高・周期 Hmax=23m Tmax=14sec	再現期間 50年 <table border="1"> <thead> <tr> <th>海域</th> <th>波高</th> <th>周期</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>福島沖</td> <td>22m</td> <td>13sec</td> </tr> <tr> <td>九十九里沖</td> <td>18m</td> <td>16sec</td> </tr> <tr> <td>伊豆下田沖</td> <td>13m</td> <td>18sec</td> </tr> <tr> <td>秋田沖</td> <td>16m</td> <td>14sec</td> </tr> <tr> <td>北九州沖</td> <td>17m</td> <td>14sec</td> </tr> </tbody> </table> <p>九十九里・伊豆下田は周期が長いが波高が小さいため、波力が小さくなることから、除外</p>	海域	波高	周期	福島沖	22m	13sec	九十九里沖	18m	16sec	伊豆下田沖	13m	18sec	秋田沖	16m	14sec	北九州沖	17m	14sec
海域	波高	周期																		
福島沖	22m	13sec																		
九十九里沖	18m	16sec																		
伊豆下田沖	13m	18sec																		
秋田沖	16m	14sec																		
北九州沖	17m	14sec																		
風条件	10分間平均風速 位置：海上 50~70m $v = 50\text{m/sec}$	再現期間 50年 海上 50~70m <table border="1"> <thead> <tr> <th>海域</th> <th>風速</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>福島沖</td> <td>51m/sec</td> </tr> <tr> <td>九十九里沖</td> <td>50m/sec</td> </tr> <tr> <td>伊豆下田沖</td> <td>50m/sec</td> </tr> <tr> <td>秋田沖</td> <td>49m/sec</td> </tr> <tr> <td>北九州沖</td> <td>51m/sec</td> </tr> </tbody> </table>	海域	風速	福島沖	51m/sec	九十九里沖	50m/sec	伊豆下田沖	50m/sec	秋田沖	49m/sec	北九州沖	51m/sec						
海域	風速																			
福島沖	51m/sec																			
九十九里沖	50m/sec																			
伊豆下田沖	50m/sec																			
秋田沖	49m/sec																			
北九州沖	51m/sec																			

表 3-6-18 主要材料諸元

コンクリート	設計基準強度 40N/mm ²	高強度コンクリート
鉄筋	SD 490	高強度樹脂被覆鉄筋
鋼材	SMA490W	耐候性鋼材

ii. サクシオン基礎形状およびその決定要因

図 3-6-42、図 3-6-43 に架台基礎の代表的な側面図、平面図及び鳥瞰図を示し、図-3-6.44 に topside 重量 24000tf の場合の洋上 PF 鳥瞰図を示す。表 3-6-19 に全ケースの寸法一覧表 (記号は図 3-6-42, 43 内に図示) を示す。

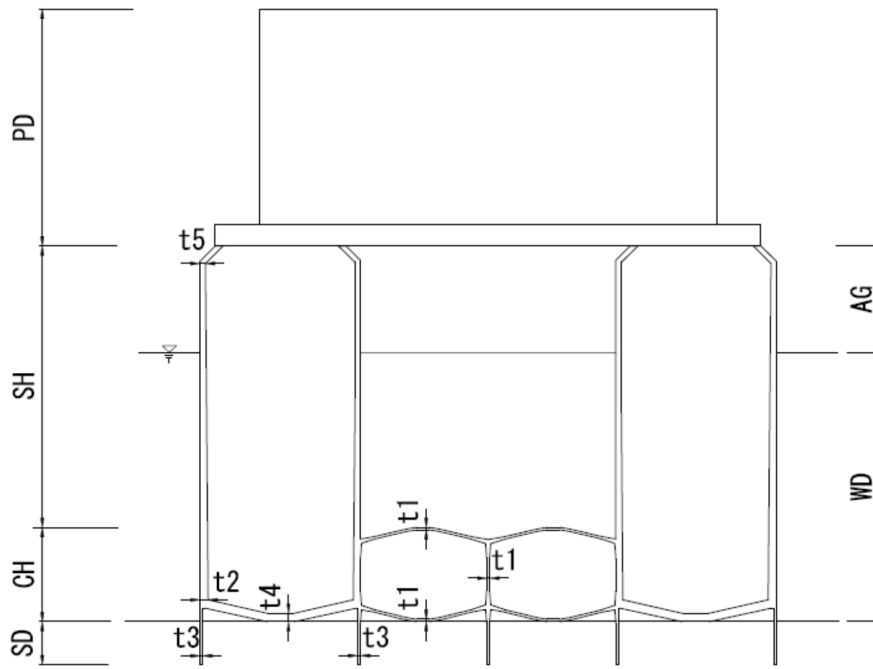


图 3-6-42 洋上 PF 侧面图

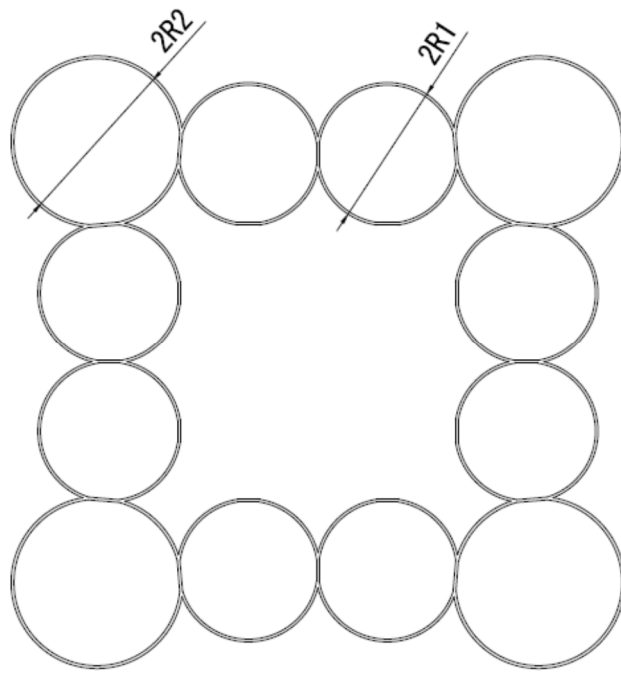


图 3-6-43 洋上 PF 平面图

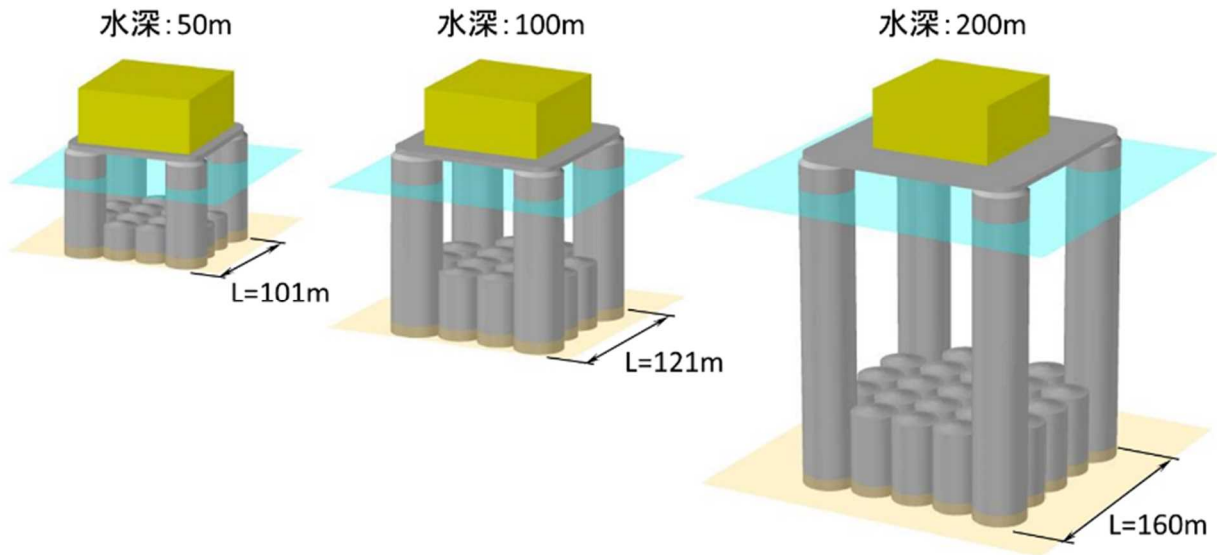


図 3-6-44 洋上 PF 鳥瞰図

表 3-6-19 形状寸法一覧表

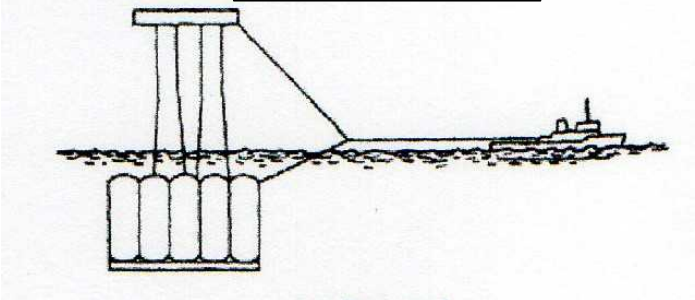
検討ケース	構造寸法 (m)												
	AG	WD	PD 支 持 桁 含 む	SH	CH	SD	2R1	2R2	t1	t2	t3	t4	t5
1-A-S-50	20	50	20	52.5	17.5	8	20	25	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0
2-A-S-100		100		80	40		25	30	0.45	2.0	0.5	2.0	1.0
3-A-S-200		200		170	50		28	33	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0
4-A-M-50		50		52.5	17.5		21	26	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0
5-A-M-100		100		80	40		26	31	0.45	2.0	0.5	2.0	1.0
6-A-M-200		200		170	50		29	34	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0
7-A-L-50		50		52.5	17.5		22	27	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0
8-A-L-100		100		80	40		27	32	0.45	2.0	0.5	2.0	1.0
9-A-L-200		200		170	50		29	34	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0
10-D-S-50	20	50	33	52.5	17.5	23	28	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0	
11-D-S-100		100		80	40	28	33	0.5	2.0	0.55	2.0	1.0	
12-D-S-200		200		170	50	30	35	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0	
13-D-M-50	20	50	41	52.5	17.5	24	29	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0	
14-D-M-100		100		80	40	29	34	0.5	2.0	0.55	2.0	1.0	
15-D-M-200		200		170	50	31	36	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0	
16-D-L-50	20	50	44	52.5	17.5	25	30	0.45	1.5	0.5	1.5	1.0	
17-D-L-100		100		80	40	30	35	0.5	2.0	0.55	2.0	1.0	
18-D-L-200		200		170	50	32	37	0.5	2.5	0.6	2.5	1.0	

表 3-6-20 に各ケースの形状規模の決定要因を示す。水深が浅いと形状規模は架台の安定性よりも曳航時の浮体安定性で決定される傾向にある。

表 3-6-20 各ケースの形状規模の決定要因

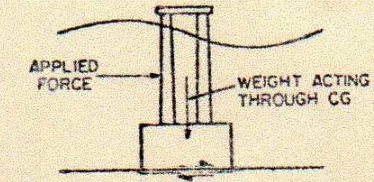
検討ケース	規模の決定要因		決定要因の説明
	曳航時 浮体の 安定性	暴風時 架台の 安定性	
1-A-S- 50	○		
2-A-S-100	○	○	
3-A-S-200		○	
4-A-M- 50	○		
5-A-M-100	○	○	
6-A-M-200		○	
7-A-L- 50	○		
8-A-L-100	○	○	
9-A-L-200		○	
10-D-S- 50	○		
11-D-S-100	○	○	
12-D-S-200		○	
13-D-M- 50	○		
14-D-M-100	○		
15-D-M-200		○	
16-D-L- 50	○		
17-D-L-100	○		
18-D-L-200	○		

曳航時 浮体の安定性

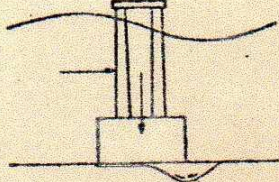


暴風時 架台の安定性

滑動



支持力



iii. 概略建設コスト

図 3-6-45～図 3-6-47 に洋上 PF 架台基礎の建設コストと設置水深の関係を示す。

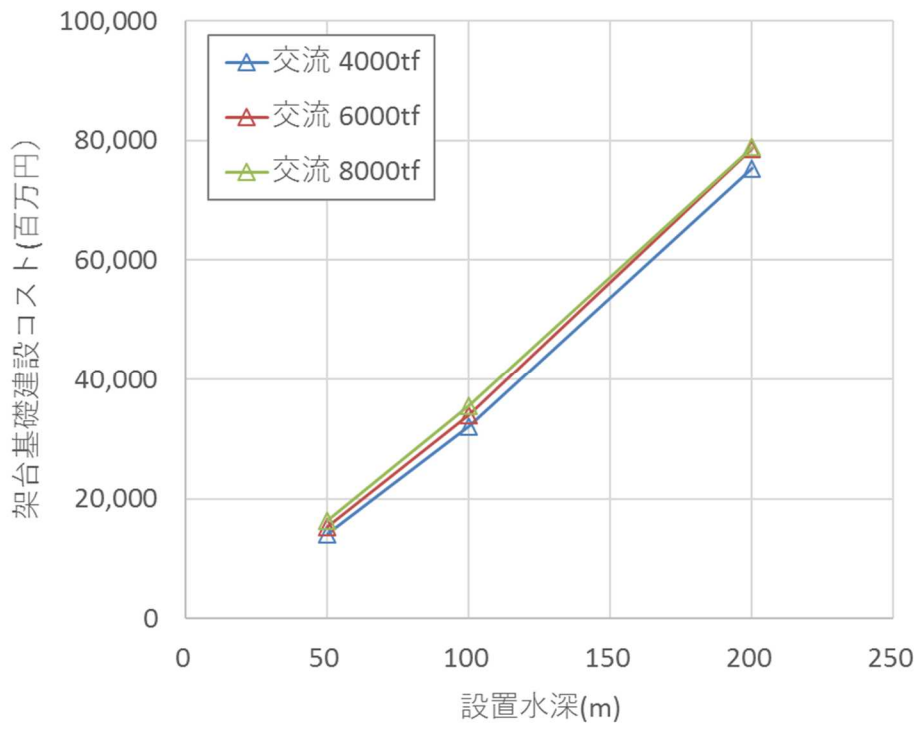


図 3-6-45 設置水深－建設コスト（交流）

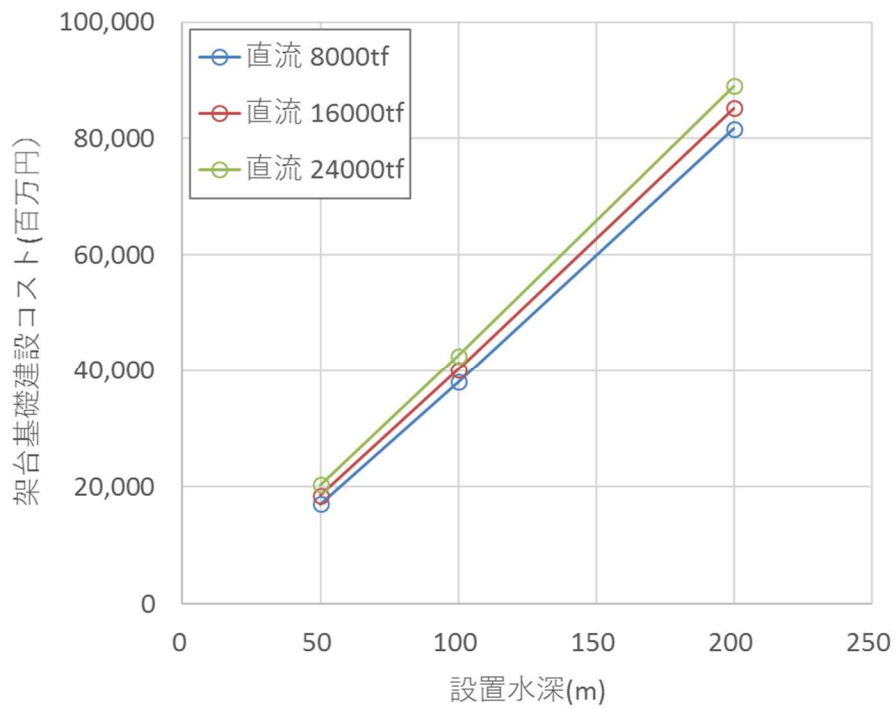


図 3-6-46 設置水深－建設コスト（直流）

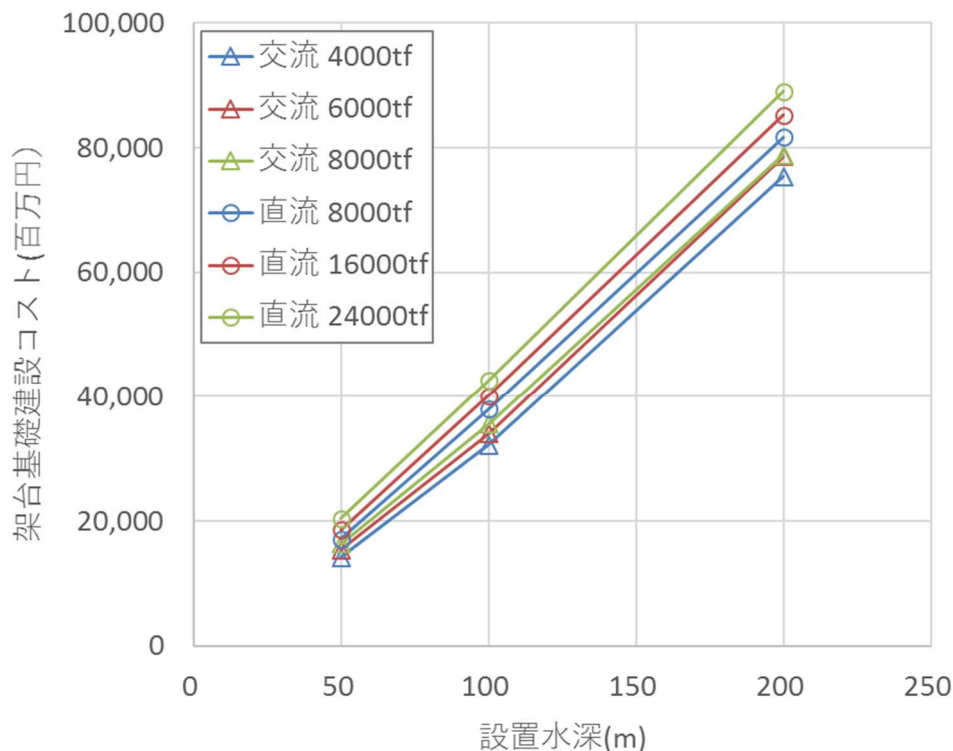


図 3-6-47 設置水深—建設コスト（交流および直流）

サクシヨン基礎の概略建設コストと設置水深の関係は以下ようになった。

- ・ 建設コストは上部構造重量や大きさにはあまり依存せず、設置水深に大きく依存する
- ・ 交流 8000tf から直流 24000tf と上部荷重が 3 倍となってもコスト増は 1 割程度である。
- ・ 設置水深によるコストの不連続性はあまり見られない

(b) 従来形式とサクシヨン基礎のコスト比較

従来形式と提案する新形式基礎であるサクシヨン基礎のコスト比較を行うため、両形式基礎の解析を実施し、施工法検討してコスト比較を行う。

i. 設計条件

設計は、表 3-6-20 に示す検討ケースのうち最も重量の重い直流変電施設 24,000tf のケースを想定した。設計条件および設計手法は以下のとおりである。

■設計条件

現地条件：水深：50m、砂地盤（ $N=20\sim40$ $\phi=35^\circ$ ）

荷重条件：暴風時波荷重（ $H_{max}=23m$, $T_{max}=14sec$ ）

施設条件：重量 24,000ton W85m×D85m×H40m

■設計計算手法

サクシヨン基礎：土/水連成 FEM 解析（1/2 モデル）

ジャケット基礎：フレーム解析（1/5モデル）

なお、サクシヨン基礎の設計においては、サクシヨン基礎の大きな効果である荷重速度が速いことによる水平抵抗増を加味できるような土/水連成 FEM 解析を用いた。図 3-6-48 に二つの形式の架台基礎の主な寸法を示す。

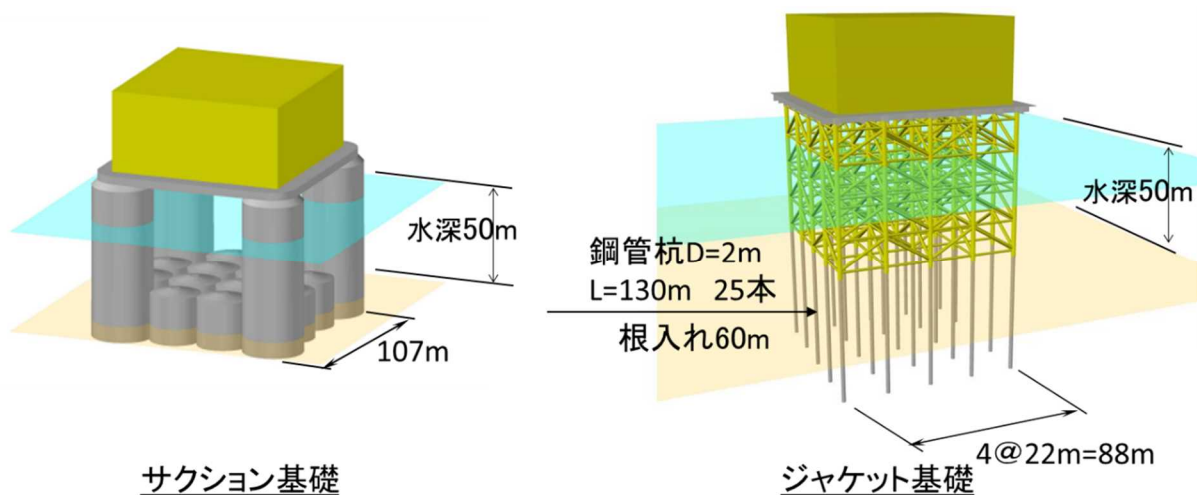


図 3-6-48 架台基礎の主な寸法

ii. 解析結果

図 3-6-49 にサクシヨン基礎の解析結果（荷重-変位関係、スカート内サクシヨン-変位関係）および示す。

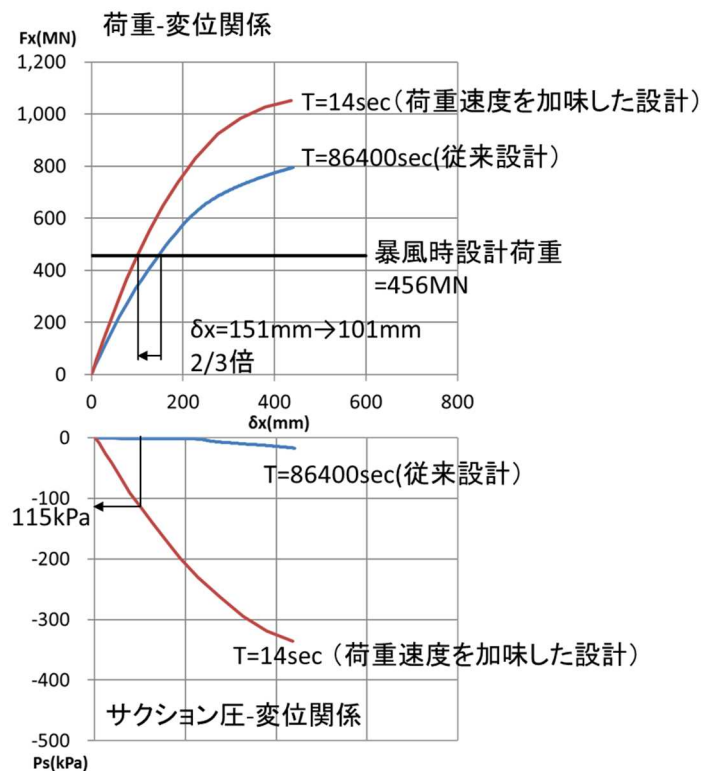


図 3-6-49 サクシヨン基礎解析結果

解析では、荷重速度の影響を加味しない従来法のケース（荷重作用時間 $T=86400\text{sec}$ ）と設計条件である $T=14\text{sec}$ とした2ケース行った。 $T=14\text{sec}$ とすることで暴風時設計荷重時の変位は 101mm と荷重速度の影響を加味しない場合に比べ $2/3$ 倍と小さくなった。これはスカート内に -115kPa の負圧が作用したためと考えられる。

図 3-6-50 に解析結果である変形図およびサクシヨン圧コンターを示す。暴風時波力を受けたサクシヨン基礎には基礎底面地盤内に背面側に負圧、全面側に正圧が発生していることがわかる。

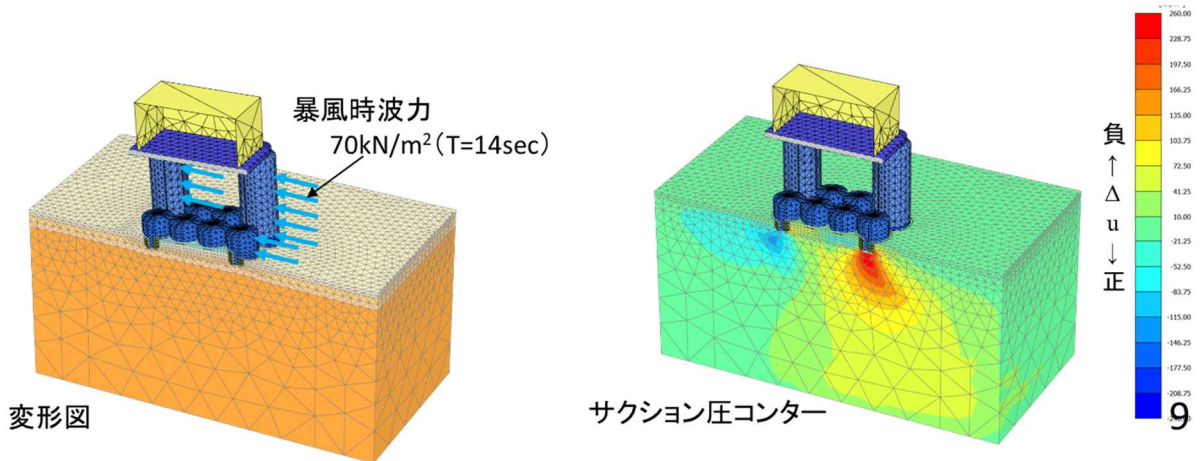


図 3-6-50 変形図およびサクシオン圧コンター

図 3-6-51 に従来基礎であるジャケット基礎の解析モデル図および荷重図を示し、図 3-6-52 に解析結果である変形図、表 3-6-21 に解析結果一覧を示す。

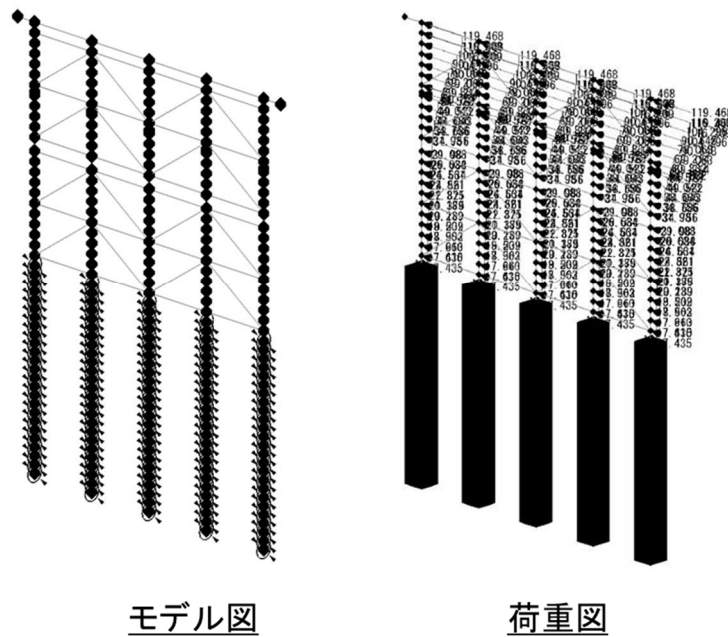


図 3-6-51 ジャケット基礎の解析モデル図および荷重図

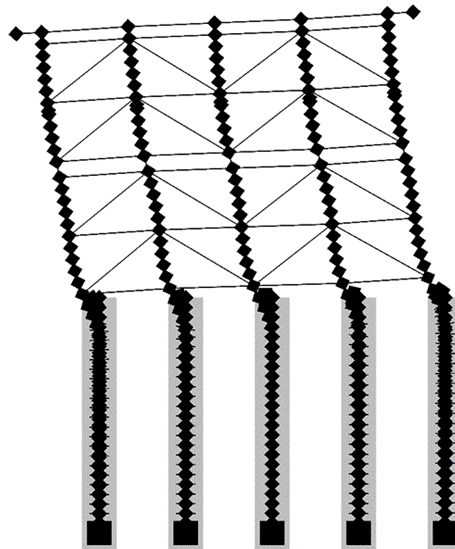


図 3-6-52 解析結果（変形図）

表 3-6-21 解析結果一覧

最大変位	δ_{\max}	354mm
最大曲げモーメント	M_{\max}	39,011kNm
最大応力	σ_{\max}	$219\text{N/mm}^2 < 235\text{N/mm}^2$

ジャケット基礎の最大変位は 354mm となりサクシヨン基礎の 101mm の 3.5 倍となっているが、最大発生応力は 219N/mm^2 と許容応力 235N/mm^2 以下となっている。

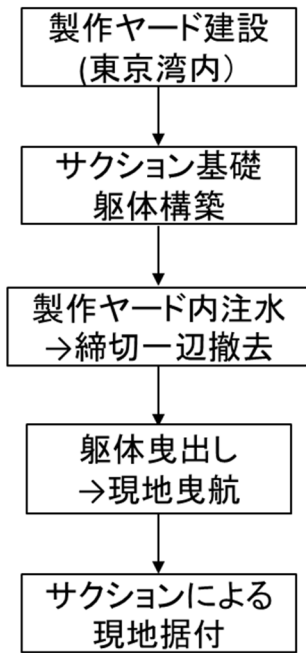
(c) 施工手順の検討とコスト比較

これらの解析結果をもとに、それぞれの基礎形式の施工手順の検討を行った。おおまかな施工フローを図 3-6-53 に示し、概略コスト比較を表 3-6-22 に示す。表中着色部は仮設なので設置数が複数になれば転用可能となり、1基あたりコストが減となる項目である。概略のコスト比較の結果、サクシヨン基礎はジャケット基礎の 79%となった。なお、詳細なコスト検討には、さらなる詳細な施工計画や施工場所など情報、実施工程（荒天による実施稼働率など）を加味する必要がある。

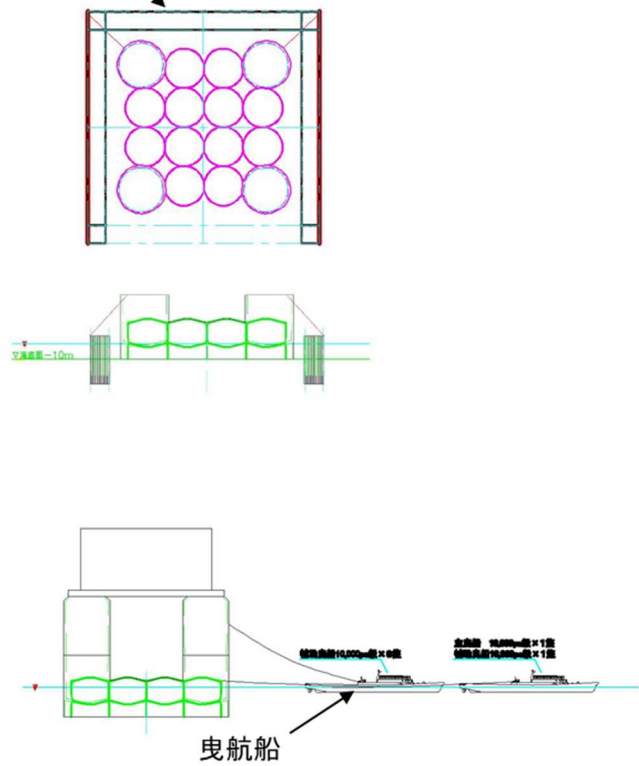
表 3-6-22 概略コスト比較

	サクシヨン基礎		ジャケット基礎	
材料費	133.3		121.6	
施工費	68.9		134.0	
施工費の 主な内訳	製作ヤード建設・撤去	52.2	バージ船レンタル	11.2
	曳航・設置	7.0	フロート製作	66.2
			仮受け杭打設	7.2
			鋼管杭打設	8.6
計	202.2		255.6	

サクシオン基礎



仮締切り(製作ヤード)



ジャケット基礎

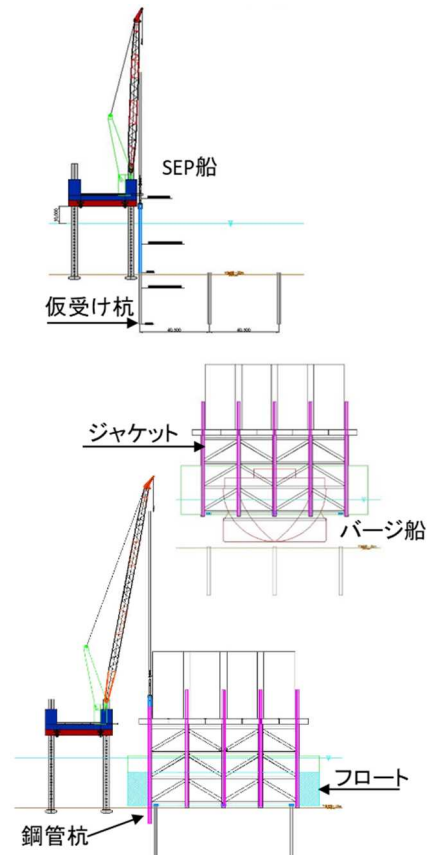
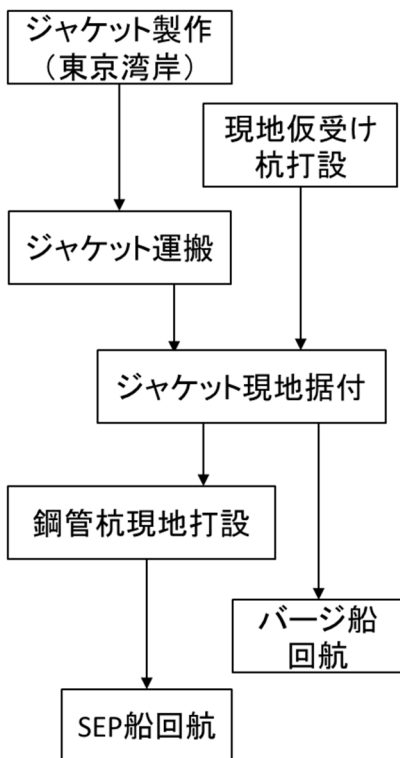


図 3-6-53 施工フロー

V. 繰り返し波浪に対する性能確認実験

(a) 実験目的

洋上 PF を支持する架台基礎には、長期的には波浪力や風力など繰り返し力が作用する。通常の設計法においては、外力に荷重係数 (>1.0) や抵抗力に抵抗係数 (<1.0) を乗じることで波浪や風力による外力が繰り返し作用することの影響を考慮している。一方、サクシオン基礎の外力に対する抵抗として受働サクシオンを見込む設計においては、これまでの検討において載荷速度と抵抗力の関係を把握したが、外力が長期的に繰り返し作用した場合の受働サクシオンによる抵抗への影響を把握するには至っていない。

そこで、受働サクシオン効果における繰り返し荷重の影響を把握することを目的に、サクシオン基礎の繰り返し水平載荷実験を行った。

(b) 実験概要

i. 遠心力模型実験装置

実験は、「13.3.2 遠心力模型実験によるサクシオン基礎の水平載荷実験」で記した実験と同様、日本工営株式会社中央研究所所有の遠心力模型実験装置を用いて実施した。遠心力模型実験装置の写真および仕様は、図 3-6-14、図 3-6-15、表 3-6-8 に示すとおりである。

ii. 実験条件

実験加速度は前回同様 50g とした。模型も前回の水平載荷実験と同様とし、スカート 1 つを基礎とした単独型 ($\phi 200\text{mm}$ ($\phi 10\text{m}$)) とスカート 2 つを載荷方向直列に配置した分離型 ($\phi 100\text{mm}$ ($\phi 5\text{m}$) $\times 2$) の 2 つを用いた。カッコ内の数字はいずれも模型寸法を加速度倍した値であるプロトタイプ寸法を示す。図 3-6-54 に実験模型および計測器配置図を示し、図 3-6-55 に実験模型写真を示す。

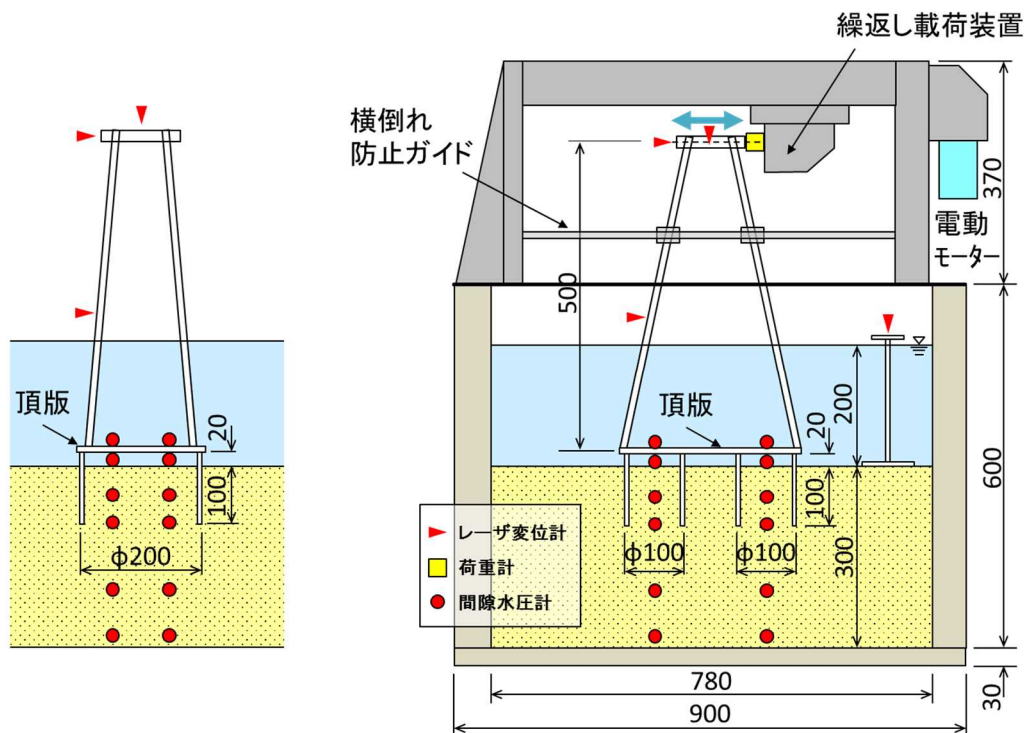


図 3-6-54 実験模型および計測器配置図

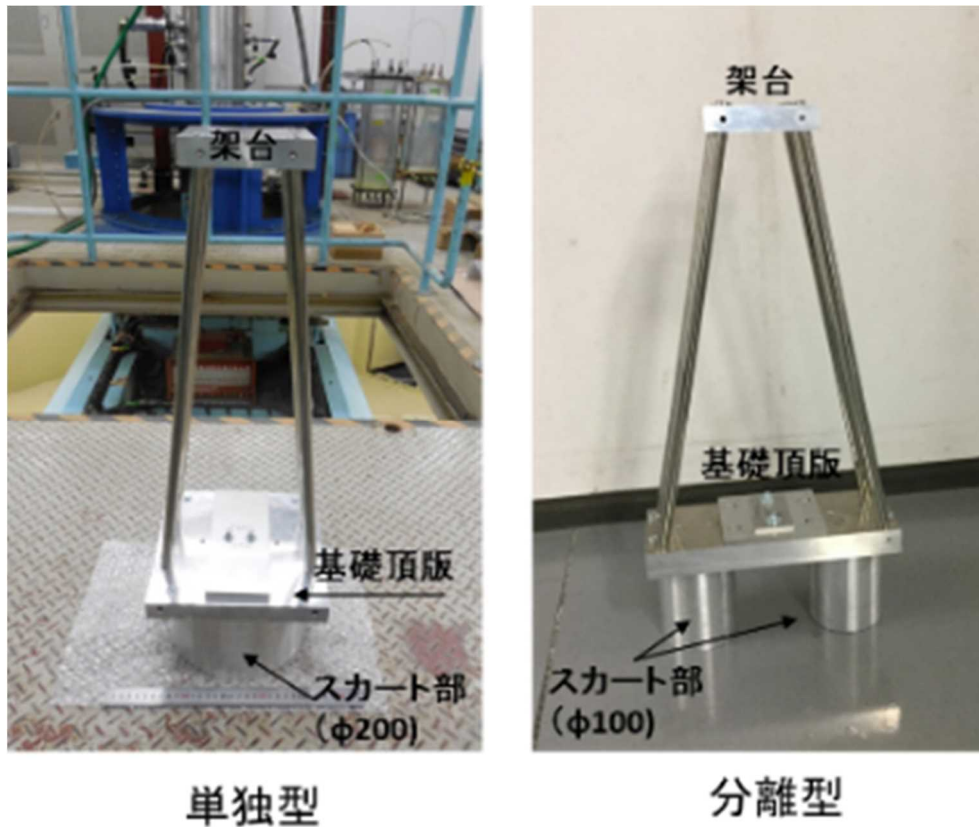


図 3-6-55 実験模型

今回の繰返し載荷実験では繰返し段階載荷とし、13.3.4 で示した一方向単調載荷試験の結果と比較することで、繰返しによる降伏荷重および発生サクシヨンの低減の影響を把握する。載荷速度は、おおよそ暴風時波浪での速度である 1mm/sec とし、繰返し数は 300 回とする。表 3-6-23 に繰返し載荷の実験ケースを示す。

模型への載荷には、電動モーターを用い、設定した荷重に達したら除荷となるようにパソコンで制御をおこなった。モーターを制御するパソコンなどはすべて遠心装置のアーム上に搭載し、アーム上の PC を計測室の PC と無線 LAN でつなぎリモートで制御できるようになっている。繰返し載荷装置の制御システムの全体図を図 3-6-56 に示し、アーム上に搭載した制御装置の写真を図 3-6-57 に示す。

表 3-6-23 実験ケース

実験ケース	基礎形式	載荷速度	繰返し回数	荷重 step (kN)
Case-1	単独型	1mm/sec	300 回	100-200-300-400-500-600-700
Case-2	分離型			100-200-300-400-500-600-700-800-900

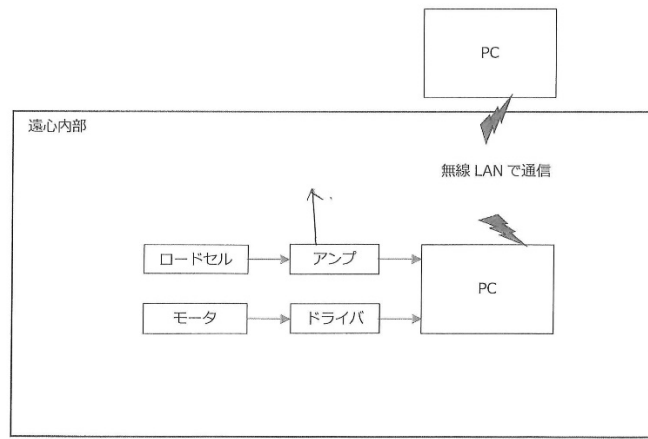


図 3-6-56 繰り返し制御システム全体図

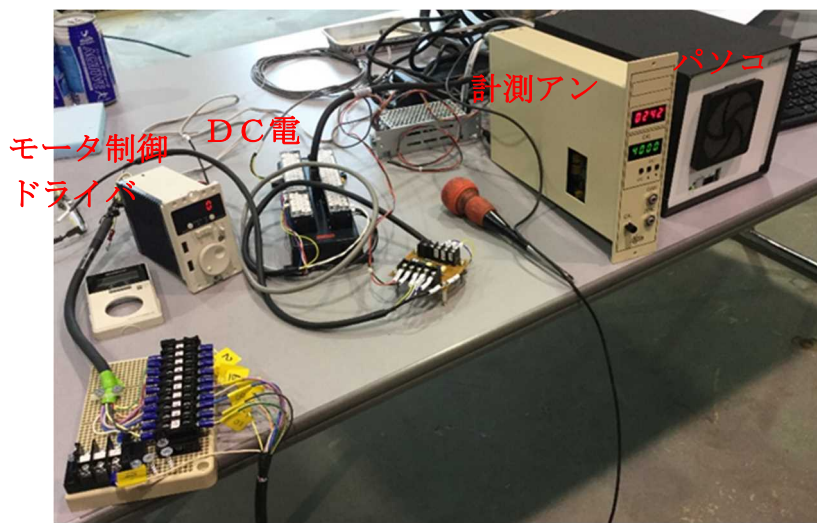


図 3-6-57 アームに搭載した繰り返し制御システム

模型への載荷点は、単調載荷と同様海底面から 520mm (26m) とした。基礎の根入れはどちらも 100mm (5m) である。基礎自重は、鉛直地盤反力度が 200kN/m^2 となるよう調整した。

地盤は単調載荷同様の豊浦砂を用いた。表 3-6-24 に模型地盤の諸値を示す。地盤は空中落下法で計器および模型を設置しながら作製したのち、土槽下部から粘性流体で飽和させた。粘性流体は、モデル上での透水速度が実物を等価となるよう、メトローズ粉と水を混合して粘性を水の 50 倍に調整した。計測項目は、載荷重、水平変位 (載荷点、載荷点 1/2 高さ)、鉛直変位 (模型、海底面)、スカート内およびスカート下部の間隙水圧 (前面側、背面側)、頂版位置水圧 (スカート内、外)、である。図 3-6-58 に載荷状況を示す。

表 3-6-24 実験地盤諸元

諸元	記号	単位	値
土粒子の密度	ρ_s	g/cm^3	2.649
最小乾燥密度	$\rho_{d\min}$	g/cm^3	1.368
最大乾燥密度	$\rho_{d\max}$	g/cm^3	1.663
最大粒径	D_{\max}	mm	0.425
50%粒径	D_{50}	mm	0.169
均等係数	U_c		1.44
相対密度	D_r	%	70



図 3-6-58 載荷状況

(c) 実験結果

図 3-6-59 に水平荷重—載荷点変位関係、図 3-6-60 に載荷背面側サクシオン圧と載荷点変位関係を単調載荷試験結果とともに示す。単独型、分離型とも繰り返し中に変位が増加するものの、繰り返し載荷試験の新たな荷重段階では単調載荷試験結果とほぼ同じ挙動となり、繰り返し後の初期段階荷重の結果にはそれまでの繰り返しの履歴の影響を受けていないことがわかる。また発生するサクシオン圧も単調載荷試験において発生した値とほぼ同等であり、スカート内のサクシオン圧の発生には繰り返しの影響を受けていないことがわかる。

各ケースとも同じ荷重を繰り返し載荷している間に繰り返し回数が増えるにしたがって、変位量は増加する（図 3-6-61）。繰り返し載荷段階ごとの変位量（ δ_0 ：載荷前、 δ_1 ：1 回目載荷、 δ_{300} ：300 回目載荷）と載荷重を極限荷重で正規化した値との関係を図 3-6-62 に示す。各変位量とも荷重段階が極限荷重に近づくとつれ増加傾向にあるが、極限荷重の 6~7 割程度まででは、繰り返しによる変位の伸びは比較的少なく、特に分離型の変位の伸びは少ない。

いま、繰り返し 1 回目の変位量を $\delta_i = \delta_1 - \delta_0$ 、300 回繰り返しによる変位増分を $\Delta\delta = \delta_{300} - \delta_1$ と定義し、 $\Delta\delta / \delta_1$ と P/P_u の関係を示すと図 3-6-62 のようになる。

$\Delta\delta / \delta_1$ 、つまり繰り返し中の変位増加量は、 P/P_u が 0.3 程度まで大きくなるが、その後いったん小さくなり、 P/P_u が大きくなるにつれ、変位増加量は再び大きくなる。これは繰り返しによって当初は地盤が弱化するが、繰り返しによっていったん地盤が締め固められ強くなり、そのが再び破壊に向かうと説明でき、この傾向は単独型よりも分離型において顕著にみられる。

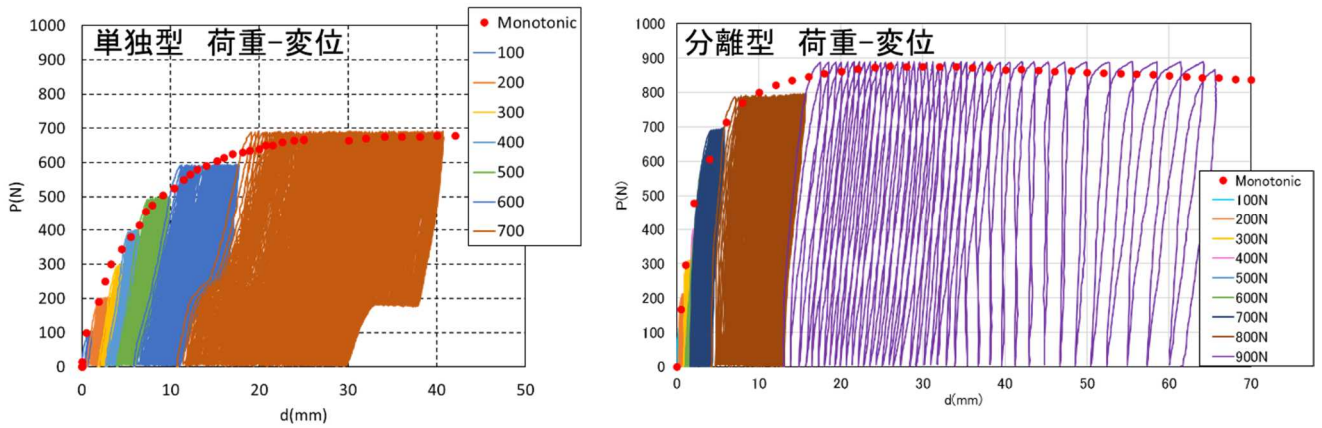


図 3-6-59 水平荷重—载荷点変位

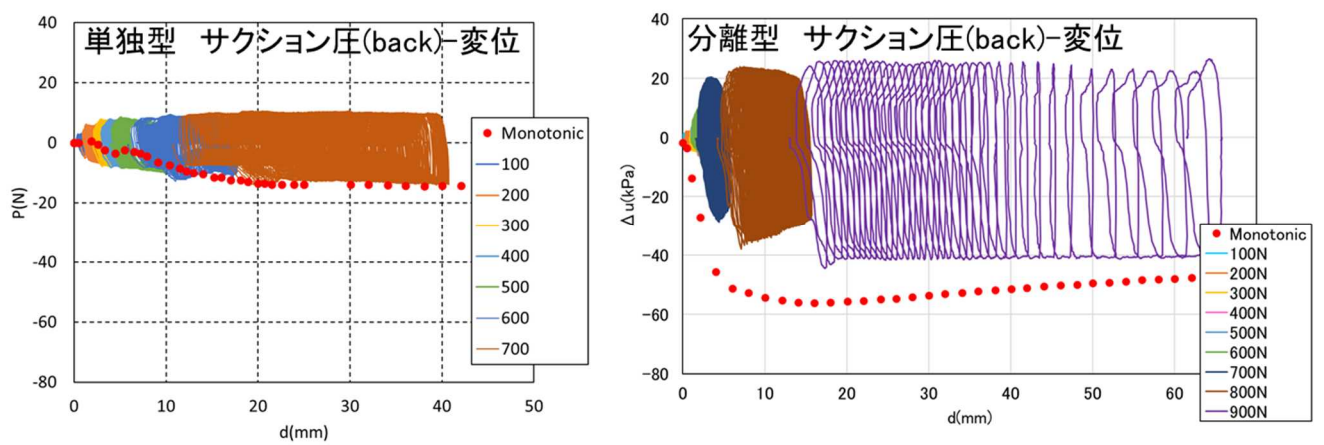


図 3-6-60 载荷背面側サクシヨン圧—载荷点変位

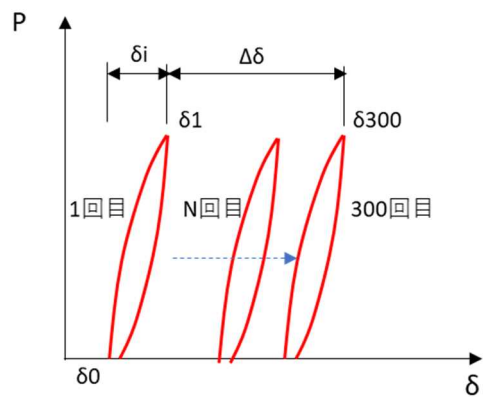


図 3-6-61 繰り返し载荷中の変位置量

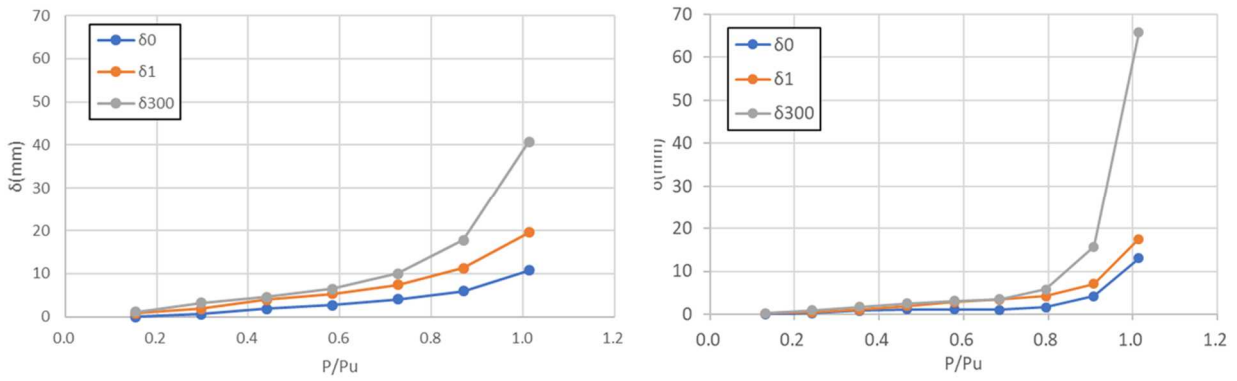


図 3-6-62 各変位量 δ -P/Pu

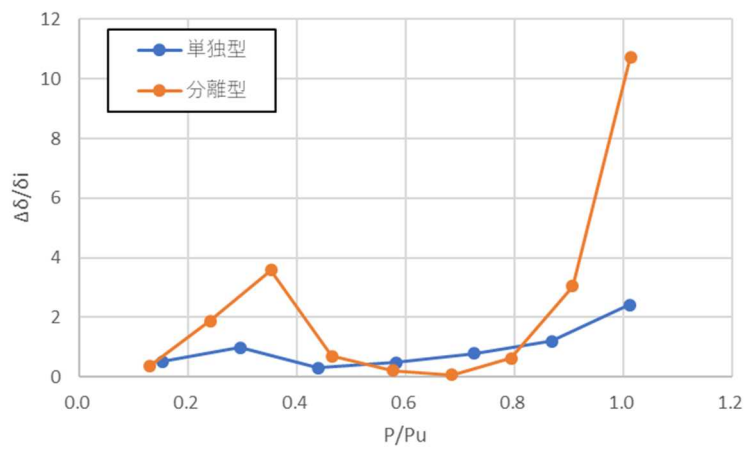


図 3-6-63 $\Delta \delta / \delta_i$ -P/Pu

(d) まとめ

サクシヨン基礎の繰り返し载荷実験についてまとめると以下ようになる。

スカートサクシヨン基礎について長期的な繰り返し力が作用した場合の水平支持特性および発生サクシヨン圧に及ぼす影響を把握するため繰り返し载荷実験を行った。その結果、繰り返し载荷試験の初期段階では単調载荷試験結果とほぼ同じ挙動となり、繰り返しの履歴の影響をほぼ受けていないことが分かった。また、繰り返しによる地盤への影響は、いったん弱化するものの途中で繰り返しによって地盤が締め固められ強くなる傾向がみられ、その傾向は単独型よりも分離型において顕著にみられた。これらのことより、繰り返し波浪力を受ける洋上架台の基礎としてサクシヨン基礎（特に分離型）が適した基礎であると考えられる。

VI. 地震時の海底地盤液状化時の性能確認実験およびそのシミュレーション解析

(a) 検討目的

日本海域において主体である砂地盤では地震時に液状化現象（砂地盤において急激なせん断を受けた際に、発生した過剰間隙水圧が地盤の有効応力以上となりその支持力を失う現象）を起こすことが知られている。欧州で実績の多いサクシオン基礎はこれまで液状化に対するその抵抗性に関する研究は行われておらず、日本においてサクシオン基礎を適用するにあたっては、サクシオン基礎の液状化に対する安全性を確認することは極めて重要である。そこで遠心力模型実験装置を用いた模型実験およびそのシミュレーション解析を実施し、地震時における架台の沈下・傾斜等の応答を検証する。

(b) 遠心力模型実験概要

i. 遠心力模型実験装置

遠心力模型実験には大林組技術研究所に設置されている遠心力模型実験装置を用いた。図 3-6-64 に試験全景を示し、表 3-6-25 に装置仕様を示す。同装置は、遠心重力を発生させる回転装置（図 3-6-65）と地震動を再現する遠心振動台で構成される。回転装置の最大回転半径は 7.00m であり、最大搭載容量 700tonf*g (6,860kN) である。ただし、本計画地盤における有効半径は 6.73 m になる。この回転装置には 2 つのバケットが搭載されているが、本実験で使用するのは振動台バケットであり、静的バケットにはカウンターウェイトが設置される。遠心振動台の搭載面積は長さ 2.2m、幅 1.07m であり、この種の装置としては世界的にも最大である。加振方向は水平一方向で、加振能力は最大加振力 120tonf (1176kN) である。加振方式は電気油圧式アクチュエータを採用し、デジタル制御によって高振動数までの応答特性を確保している。



図 3.10-64 遠心力模型実験装置

表 3-6-25 実験装置仕様

バケット底面回転半径	Platform radius	7.0 m
最大遠心加速度	Maximum centrifugal acceleration	120 G
最大搭載能力	Maximum payload capacity	7000 kN・G
搭載面積	Area of loading platform	2.2 m×2.2 m
振動台の最大加速度	Maximum shaking acceleration	50 G
振動台の加振力	Maximum driving force of shaker	1200 kN

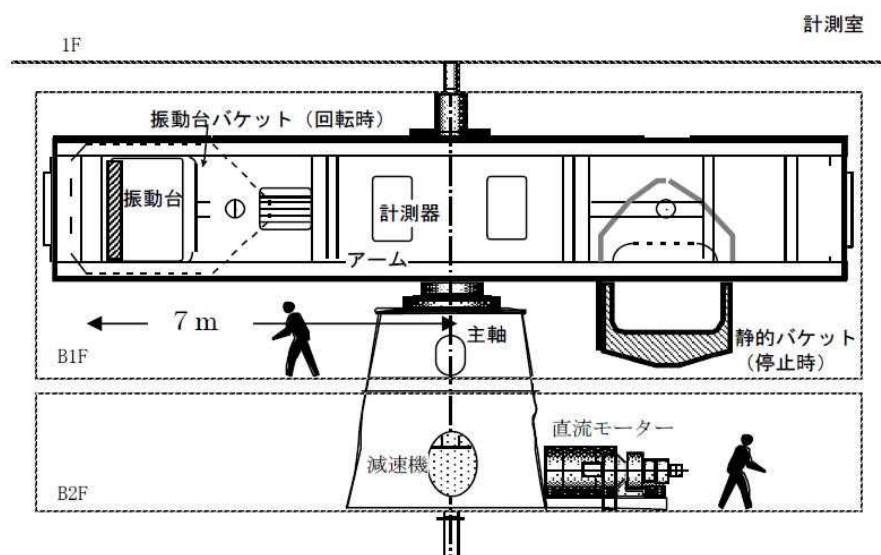


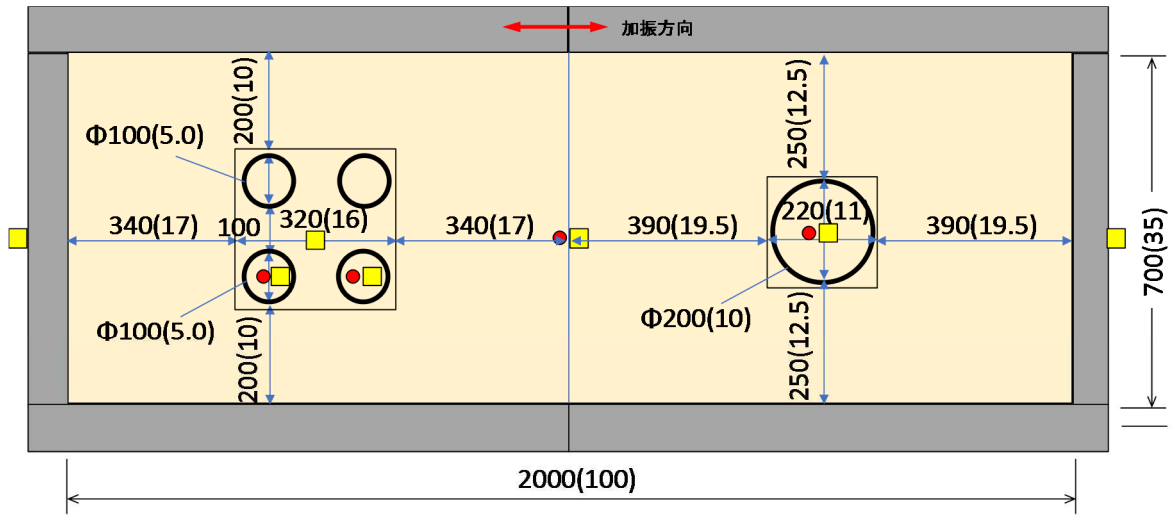
図 3-6-65 遠心力模型実験装置の構成

ii. 実験条件

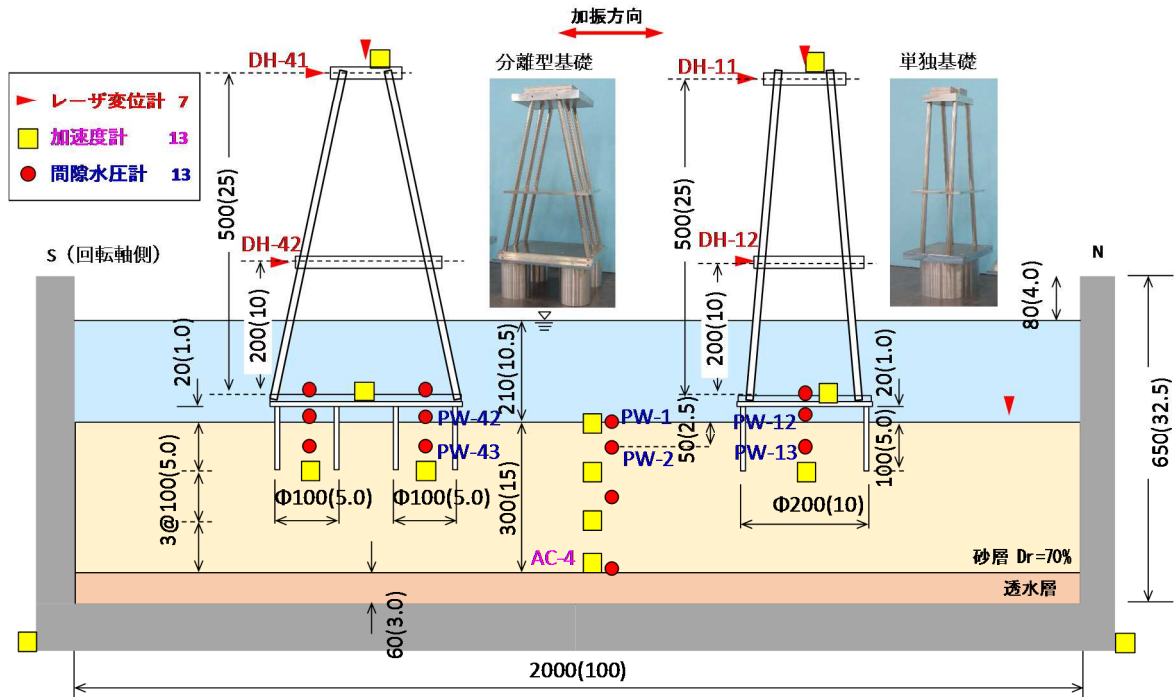
図 3-6-66 に剛土槽（内寸 2000mm×700mm×650mm）に作製した模型地盤、および設置した加速度計・水圧計・レーザー変位計の配置を示す。遠心重力は 50G とし、図中、括弧内の数値は表 3-6-26 の相似則に基づき実物換算した寸法を表す。模型地盤は下部から碎石と珪砂を混合して用いた透水層と、岐阜珪砂 7 号 ($G_s=2.641$, $e_{max}=1.225$, $e_{min}=0.697$) による砂層より構成されており、砂層は気中落下法により $Dr=70.0\%$ ($\rho_d=1.423 \text{ g/cm}^3$) で作製した。間隙流体には 50mPa・s に調整したメトロース水溶液を脱気して用い、重力場において真空引きしながら透水層より模型地盤へと注水した。水位は地表面より 210mm 上側とした。

地盤に設置した二つの架台模型は、サクシオン部の合計面積と根入れ深さが同一で形状が異なるスカートサクシオン基礎を有し、一つは外径 200mm の単独型基礎、もう一つは外径 100mm で 4 基に分離した分離型基礎である。架台模型重量は単独基礎で 8.855kg、分離型基礎で 18.313kg である。基礎部と底板はサクシオン基礎内部の水圧が抜けないように養生した。また底板と地表面との間には 20mm の隙間を設けている。土槽への試験体設置状況を図 3-6-67 に示す。

表 3-6-26 に相似則および実験フローを示す。加振実験の前に、架台模型の水平方向を拘束した状態で遠心重力を作用させ、過剰間隙水圧が消散するまで地盤を圧密させた（以降、予備載荷と呼ぶ）。加振実験は、八戸波 EW 波を土槽長手方向に 30、100、200、500gal を目標に振幅調整してステップ加振した。以降、本文中の数値は表の相似則に基づき、実物換算した値とする。



(a) 平面図 【単位：mm(m)】



(b) 側面図 【単位：mm(m)】

図 3-6-65 模型、実験地盤、計器設置位置



図 3-6-66 模型設置状況 (左 : スカート設置、右 : 架台設置)

表 3-6-26 相似則および実験フロー

物理量	縮尺	No	実施内容
変位・長さ	1/50	1	地盤計測
速度	1	2	予備載荷 (1G→50G)
加速度	50	3	除荷 (50G→1G)
密度	1	4	地盤計測
時間	1/50	5	載荷 (1G→50G)
振動数	50	6	加振実験
応力	1	7	除荷 (50G→1G)
間隙水圧	1	8	地盤計測

(c) 実験結果および考察

図 3-6-67 および図 3-6-68 に目標加速度 100gal および 500gal で加振した場合の、(a) 透水層上端加速度 (AC-4)、(b) GL-0m の過剰間隙水圧、(c) GL-2.5m の過剰間隙水圧、(d) 架台の鉛直変位の時刻歴を示す。

図 (b) (c) より単独基礎と分離型基礎では過剰間隙水圧は同程度まで上昇しているものの、分離型基礎の方が消散は早い。これは架台重量をサクシオン基礎面積で除した上載圧が単独基礎 (138kPa) よりも分離型基礎 (286kPa) の方が大きいためと考えられる。図 (b) より、自由地盤 (PW-1) では過剰間隙水圧が発生していないのに対して、同一深度におけるサクシオン基礎内部の PW-12 (単独基礎)、PW-42 (分離型基礎) では過剰間隙水圧が発生している。また図 (c) に示すように、サクシオン基礎内部で、初期有効上載圧 21.4kPa を上回る過剰間隙水圧の上昇が

みられる。これらの要因として以下の2つが考えられる。

ひとつは、図 (d) に示すように、地盤の液状化に伴う架台の沈下によって、架台の上載圧をサクシオン内部の水圧が負担したことによる上昇である。もう一つは、サクシオンの根入れ深さに相当するGL-5m地点（初期有効上載圧：42.9kPa）で発生した過剰間隙水圧が、鉛直上向きに消散する過程でサクシオン基礎内部にトラップされたことによる水圧上昇である。図(c)では加振終了後も、この位置での初期有効上載圧（21.4kPa）を上回る約50kPa程度の水圧が保持されており、下方で生じた過剰間隙水圧がサクシオン内部でトラップされていることを示していると考えられる。

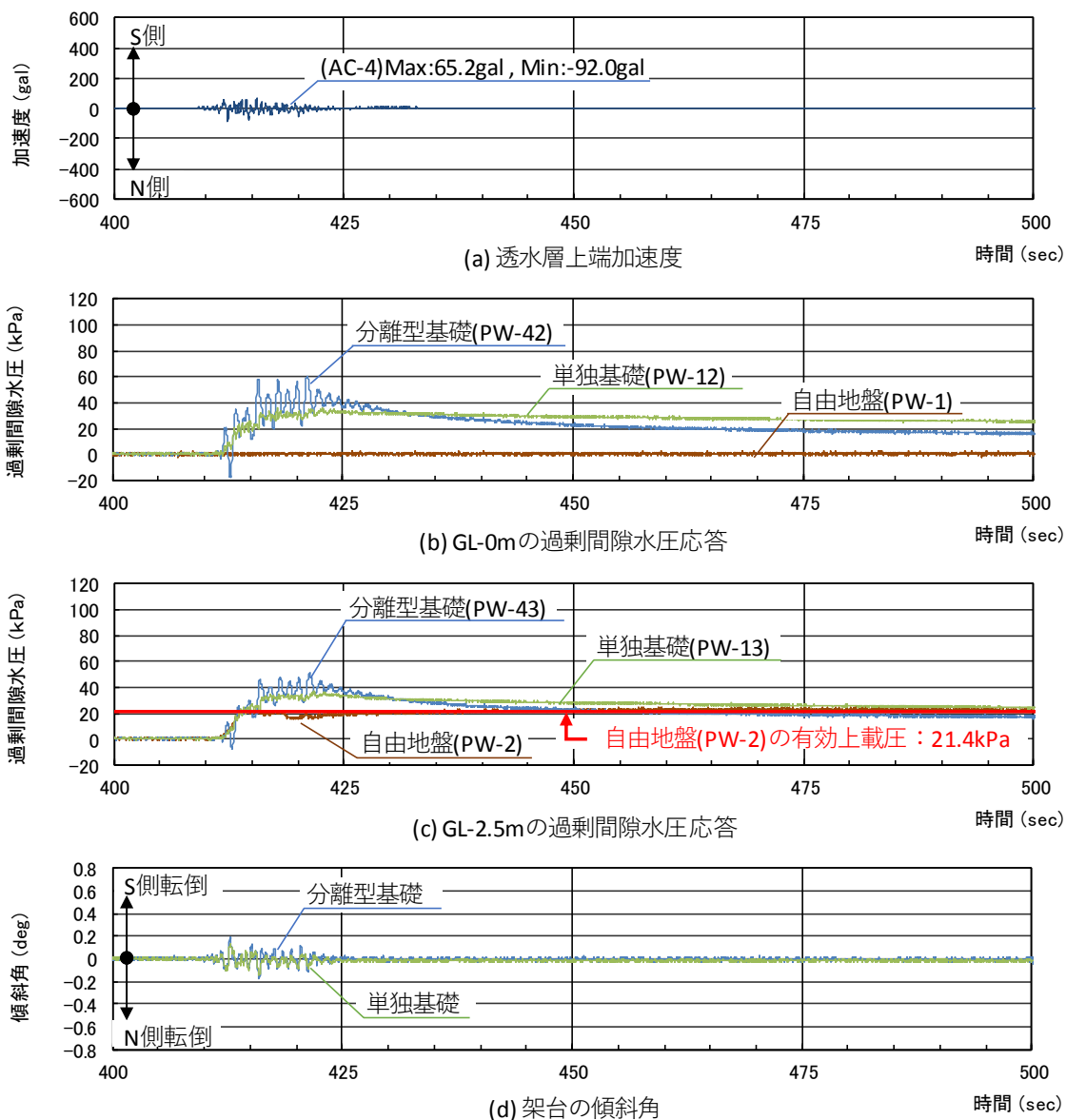


図 3-6-67 目標加速度 100gal 時の実験結果

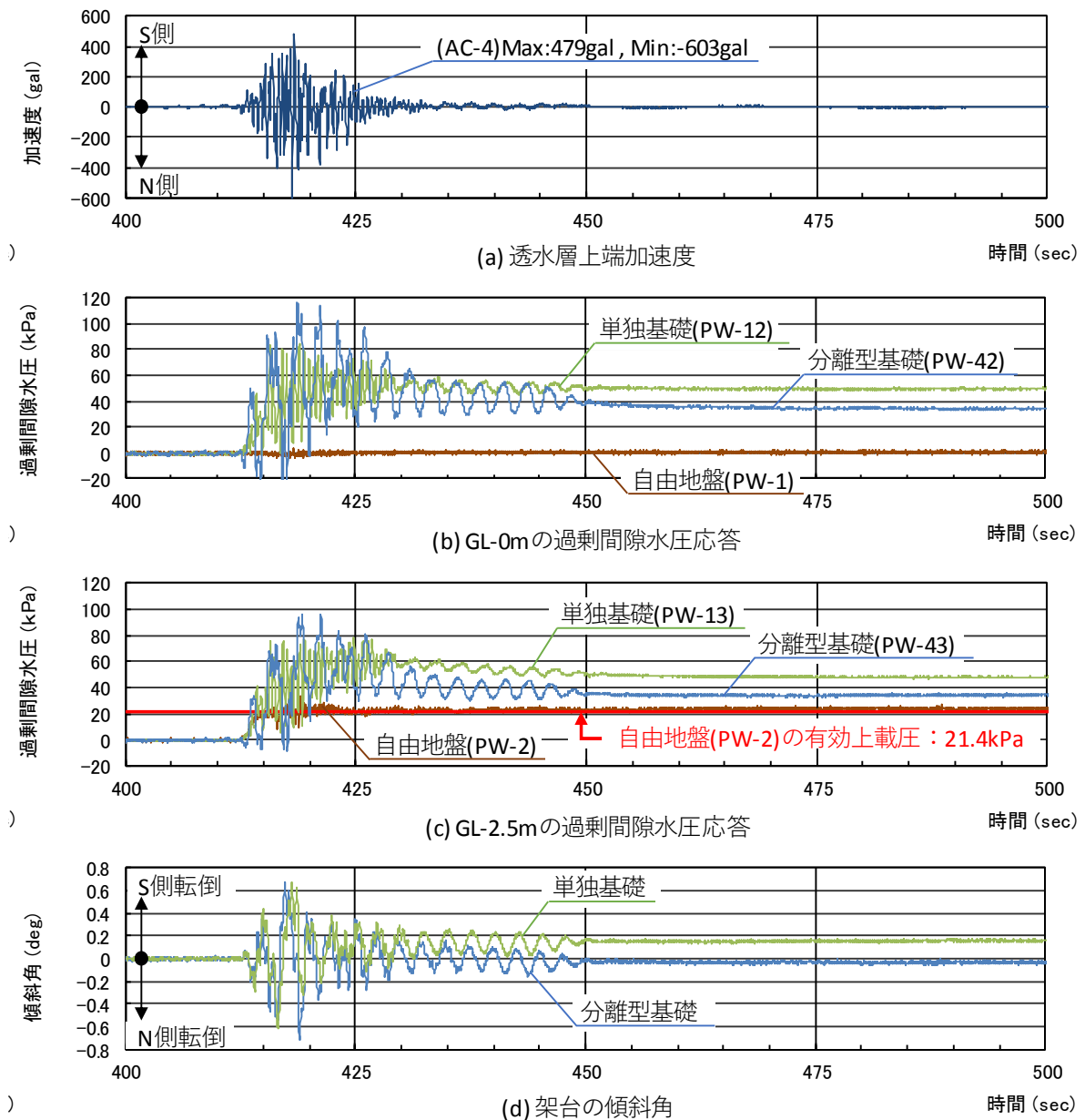


図 3-6-68 目標加速度 500gal 時の実験結果

図 3-6-69 および図 3-6-70 に予備載荷後を初期値とする架台の累積沈下量・累積傾斜角を示す。沈下量に着目すると、200gal 加振までは両者の間に大きな差は見られず、500gal 加振後において分離型基礎の方が沈下は大きい。これは分離型基礎の方が単独基礎に比較して自重が大きいためと考えられる。一方、傾斜角については 200gal 加振から差がみられ、単独基礎の方が分離型基礎よりも大きく傾斜している。

実験結果をまとめると次のことが明らかになった。

- ・ 分離型基礎の方が単独基礎に比べて約 2 倍の重量を有するが強震後の沈下量の差は小さい。
- ・ 分離型基礎の方が単独基礎に比べて上部構造物の傾斜に対する抵抗が大きい。

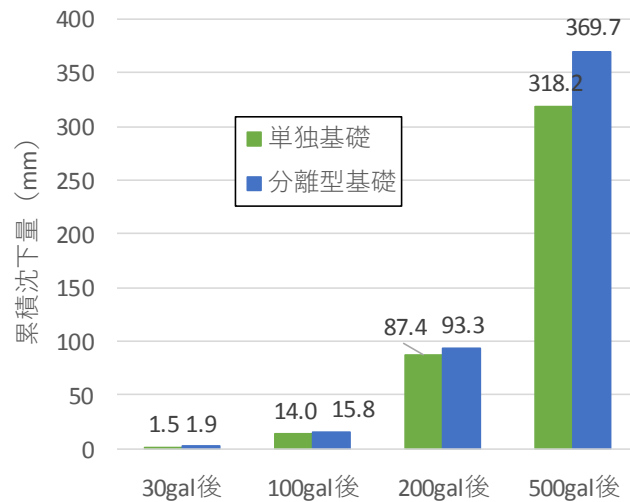


図 3-6-69 架台累積沈下量の比較

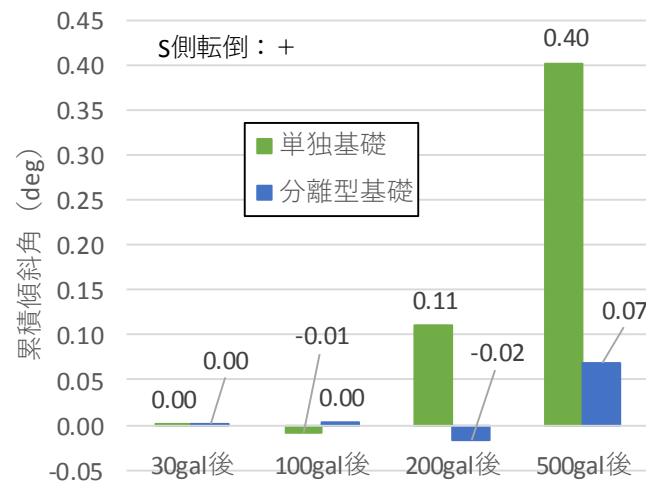


図 3-6-70 架台累積傾斜角の比較

i. シミュレーション解析概要

洋上変電施設に適用するスカートサクシオン基礎の形式を検討するために実施された洋上架台の遠心力模型実験に対して、有限要素法に基づく2次元動的有効応力解析を用いた再現解析を行い、実験で得られた計測値と解析結果を比較し、解析による再現性を検討する。

解析コードは FLIP を用いる。FLIP (Finite element analysis program of Liquefaction Process) は、1988年に旧運輸省港湾技術研究所(現：国立研究開発法人港湾空港技術研究所)において開発された有限要素法に基づく2次元動的有効応力解析プログラムである。FLIPは地盤の液状化を考慮した地震応答解析を行うプログラムであり、土の応力-ひずみモデルとして多重せん断ばねモデル、過剰間隙水圧算定モデルとして井合モデルを採用している。

ii. 解析条件

1) 解析モデル

検討断面は、実験模型の長手方向断面とし、解析モデルは実物スケール（実験模型の 50 倍）で作成した。単独型と分離型の各架台は、奥行きの 3 次元形状を 2 次元平面に投影した形状として、スカートサクシオン基礎は、円筒の両側の壁、及び円筒の下面を梁要素でモデル化し、また架台檣部も同様に梁要素でモデル化した。なお、梁要素は各部材の軸心位置でモデル化している。地震動を入力する基盤面は、透水層の上面に設定した。図 3-6-71 に解析メッシュ図を示し、表 3-6-27 に各材料の要素種別を示す。

図 3-6-71 解析メッシュ

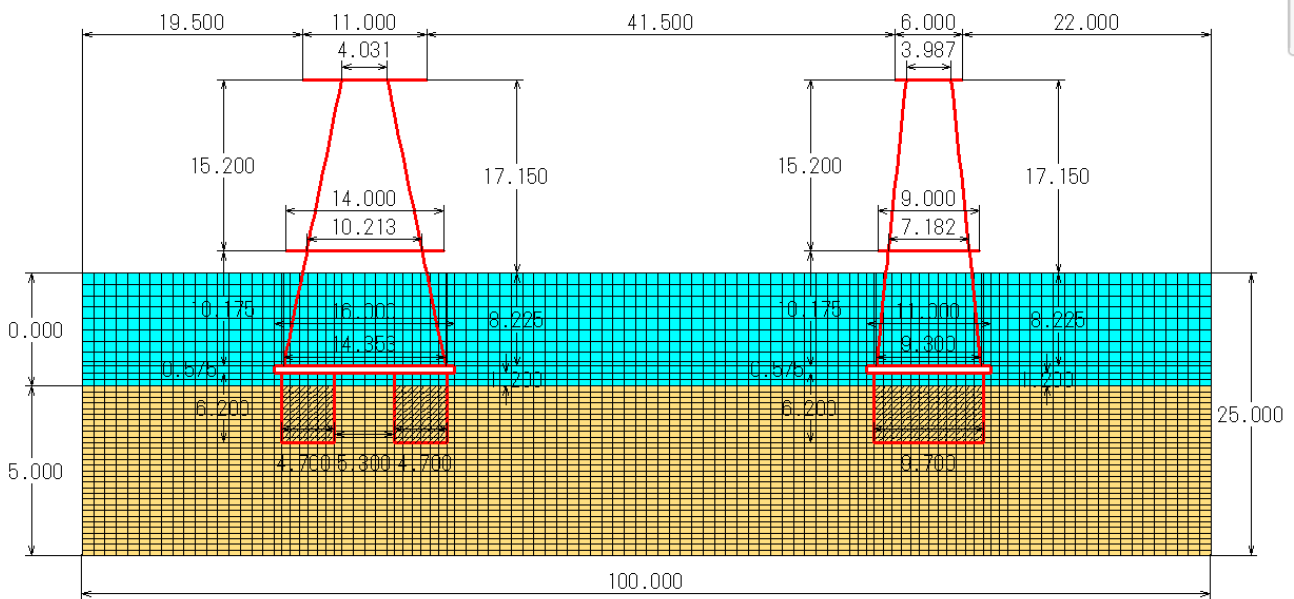


表 3-6-27 FLIP の使用要素

適用材料		要素
地盤	岐阜珪砂 7 号	マルチスプリング要素
流体	地盤部	間隙水要素（非排水）
	水中部	流体要素 流体-構造連成面要素 ^{*)}
架台 檣部	ウェイト	節点集中質量要素
	頂版	線形梁要素
	中床版	線形梁要素
	底版	線形梁要素
架台 スカート部	パイプ	線形梁要素
	頂版	線形梁要素
	壁	線形梁要素
	地盤との接触面	ジョイント要素

2) 構造入力定数

架台パイプの剛性は、別途、檣部だけのモデルで FLIP による固有値解析を行い、1 次固有

振動数が実験結果より得られた数値と一致するように設定した。スカート部は、円筒の3次元形状を2次元平面の梁要素でモデル化するため、円筒形状による外力の抵抗を考慮して、使用する梁要素は剛梁とした。表3-6-28 架台およびスカート部の入力定数を示す。

表 3-6-28 架台、スカートの入力定数

部材名	水位	質量密度		ヤング率 E (kN/m ²)	せん断 弾性係数 G (kN/m ²)	ポアソン比 ν	断面積 A (m ²)	断面2次 モーメント I (m ⁴)	有効せん断 面積率 efa	
		初期自重 解析用 ρ (t/m ³)	地震応答 解析用 ρ (t/m ³)							
分離型	パイプ(水位以浅)	以浅	7.930	7.930	6.657E+07	2.560E+07	0.30	0.3534	0.02496	0.500
	パイプ(水位以深)	以深	6.930	7.930	6.657E+07	2.560E+07	0.30	0.3534	0.02496	0.500
	槽部 頂版	以浅	2.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	13.7500	1.79036	0.833
	槽部 中床版	以浅	2.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	4.4000	0.05867	0.833
	槽部 底版	以深	1.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	8.2500	0.38672	0.833
	スカート部 頂版	以深	1.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	4.4000	0.05867	0.833
	スカート部 剛梁	以深	1.680	2.680	6.830E+09	2.549E+09	0.34	0.4684	1.00000	0.833
	スカート部 上面剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001
	スカート部 下面剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001
仮想剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001	
単独型	パイプ(水位以浅)	以浅	7.930	7.930	4.026E+07	1.548E+07	0.30	0.2356	0.01664	0.500
	パイプ(水位以深)	以深	6.930	7.930	4.026E+07	1.548E+07	0.30	0.2356	0.01664	0.500
	槽部 頂版	以浅	2.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	7.5000	0.97656	0.833
	槽部 中床版	以浅	2.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	3.6000	0.04800	0.833
	槽部 底版	以深	1.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	8.2500	0.38672	0.833
	スカート部 頂版	以深	1.680	2.680	6.830E+07	2.549E+07	0.34	4.4000	0.05867	0.833
	スカート部 剛梁	以深	1.680	2.680	6.830E+09	2.549E+09	0.34	0.4698	1.00000	0.833
	スカート部 上面剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001
	スカート部 下面剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001
仮想剛梁	以深	0.000	0.000	6.830E+09	2.549E+09	0.34	1.0000	1.00000	0.001	

※材質:アルミ材 パイプの剛性は固有値解析より設定
※剛梁はEを100倍

3) 液状化パラメータの設定

地盤(岐阜珪砂7号)の液状化パラメータを設定するため、FLIPによる要素シミュレーションを実施した。土質試験結果より設定した岐阜珪砂7号の物性値を表3-6-29に示す。物性値のうち、拘束圧依存係数、ポアソン比、及び間隙水体積弾性係数については、FLIPの一般値とした。

表 3-6-29 岐阜珪砂7号の物性値

物理特性		動的変形特性								
質量密度 ρ (t/m ³)	間隙率 n	初期せん断 弾性係数 Gma (kN/m ²)	初期体積 弾性係数 Kma (kN/m ²)	基準化 拘束圧 σma' (kN/m ²)	拘束圧 依存係数 mG, mK	ポアソン比 ν	内部 摩擦角 φ (deg.)	粘着力 C (kN/m ²)	最大減衰 定数 hmax	間隙水 体積弾性 係数 Kw (kN/m ²)
1.885	0.462	40600	108024	50.0	0.5	0.333	34.3	0.0	0.256	2.200E+06

※重力加速度 g= 9.80665 (m/s²)
※圧密応力 σc' = 50 (kN/m²)
※静止土圧係数 K0 = 1

要素シミュレーションにより設定した岐阜珪砂7号の液状化パラメータを表3-6-30に示し、要素シミュレーションによる液状化抵抗曲線のフィッティング状況を図3-6-72に、応力比0.206での要素シミュレーション結果を図3-6-73に示す。

表 3-6-30 岐阜珪砂 7 号の液状化パラメータ

変相角 $\phi p (^{\circ})$	液状化パラメータ				
	w1	p1	p2	c1	S1
28.0	4.500	0.450	0.940	1.883	0.0070

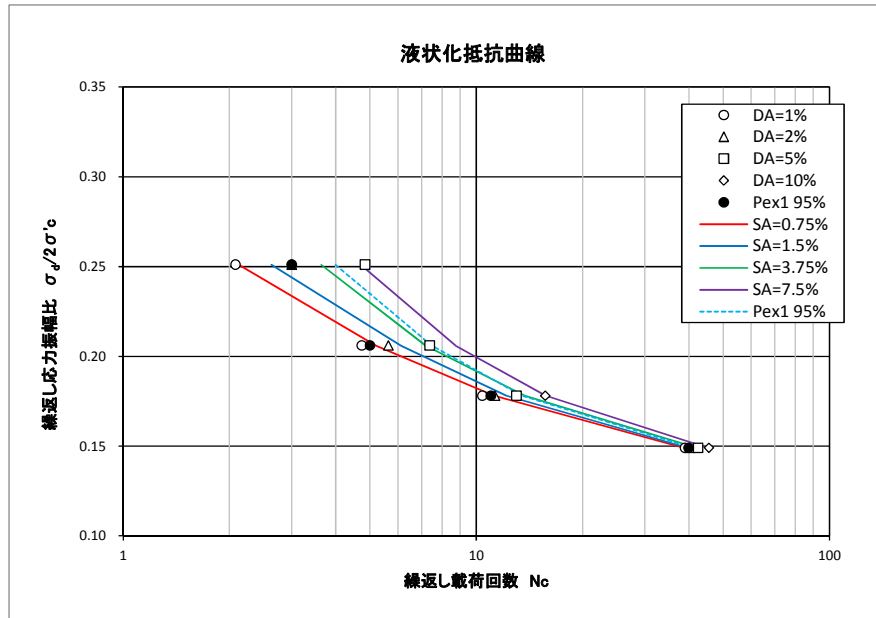


図 3-6-72 液状化抵抗曲線のフィッティング状況

$$\sigma_d / 2 \sigma_c' = 0.206$$

青線：試験結果
赤線：要素シミュレーション

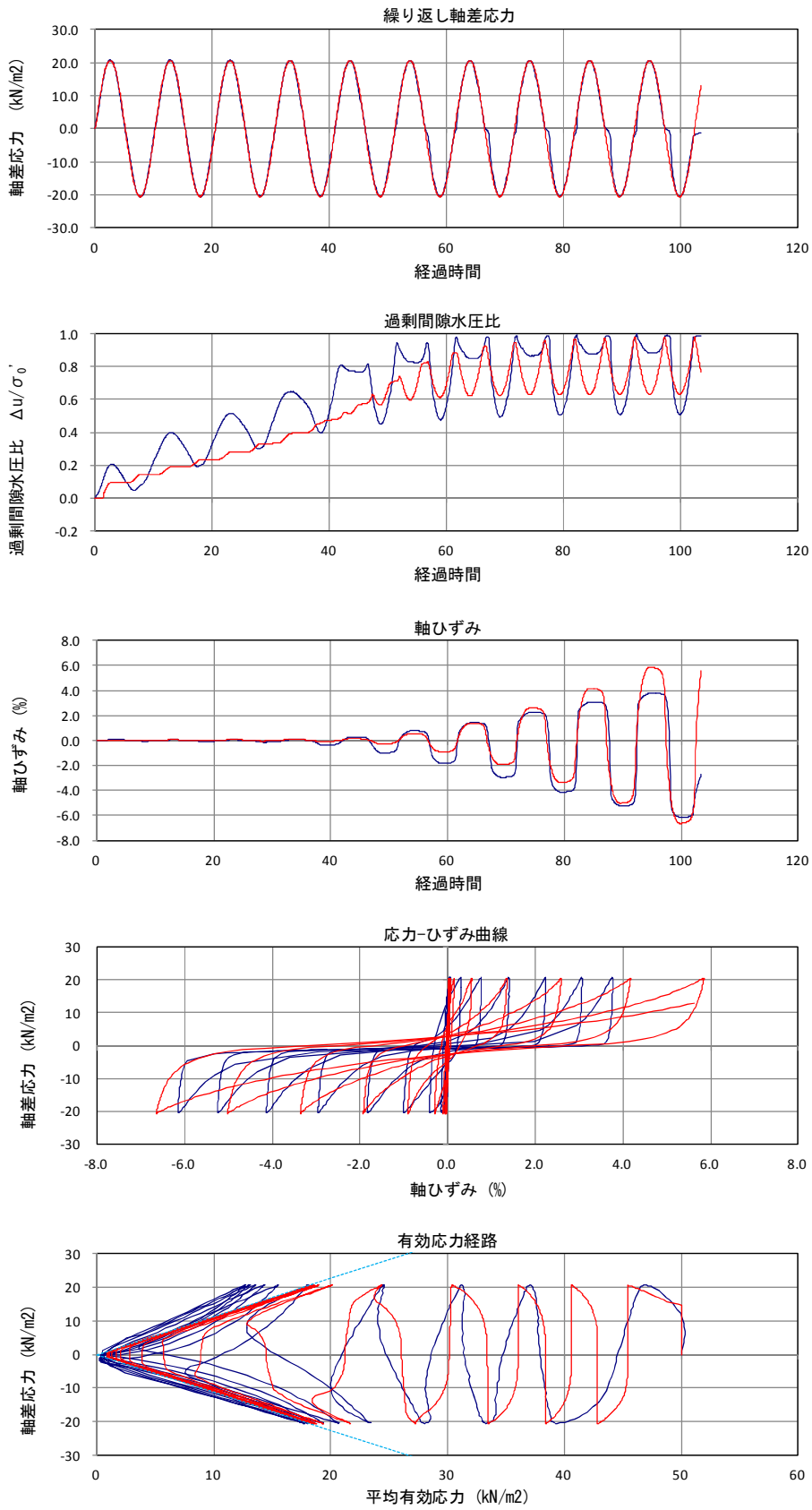


図 3-6-73 要素シミュレーション結果

4) 入力地震動

解析で入力する地震動は、基盤面（透水層上面）の AC-4 で計測された実験結果の加速度（実物換算）を用いる。解析では、加速度波形の主要動範囲の区間の波形を切り取り、継続時間 60sec の地震動とした。図 3-6-74 に入力地震動を示す。

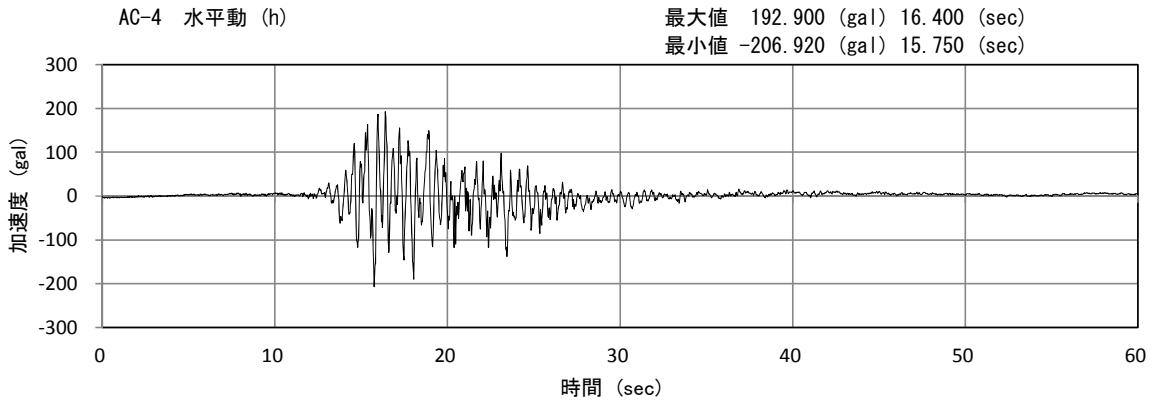


図 3-6-74 入力地震動

iii. 解析結果

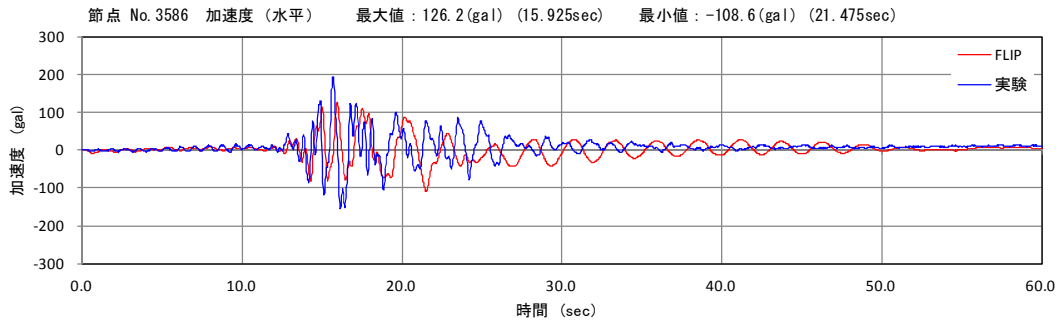
洋上変電設備の遠心模型実験に対して、FLIP による再現解析を実施し、実験結果と解析結果の比較を行った。

1) 加速度

加速度時刻歴とフーリエスペクトルの実験結果と解析結果の比較を図 3-6-75 に示す。図より以下のことが分かる。

- スペクトルは、実験値と解析値でともに 0.4Hz、1Hz、2Hz にピークが見られる。
- 架台天端の AC-41（単独型）、AC-11（分離型）において、解析値では分離型と単独型ともに実験値に比べて 0.4Hz のスペクトルが卓越しているものの実験値と解析結果は概ね一致している。

AC-41



AC-11

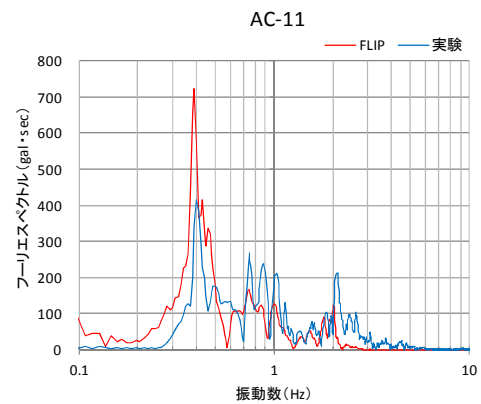
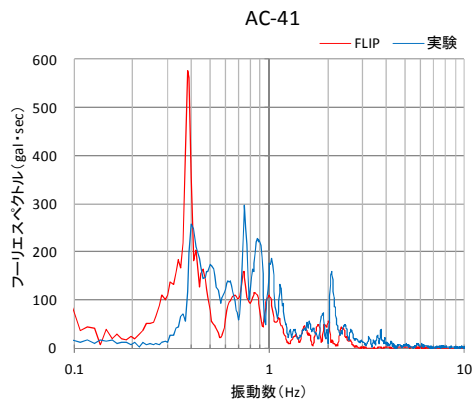
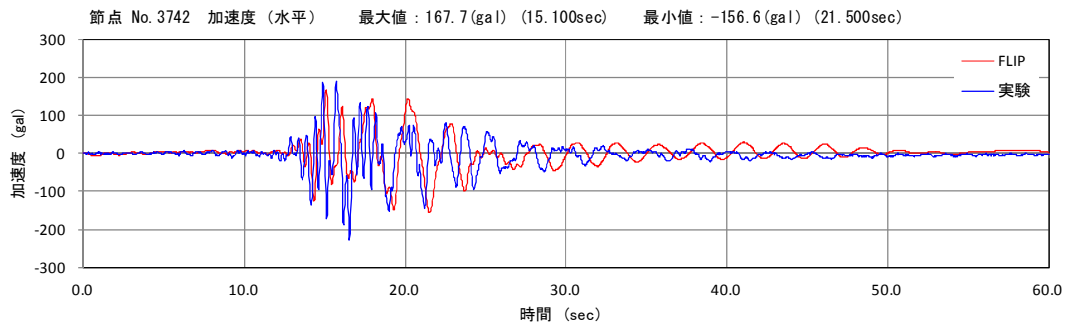


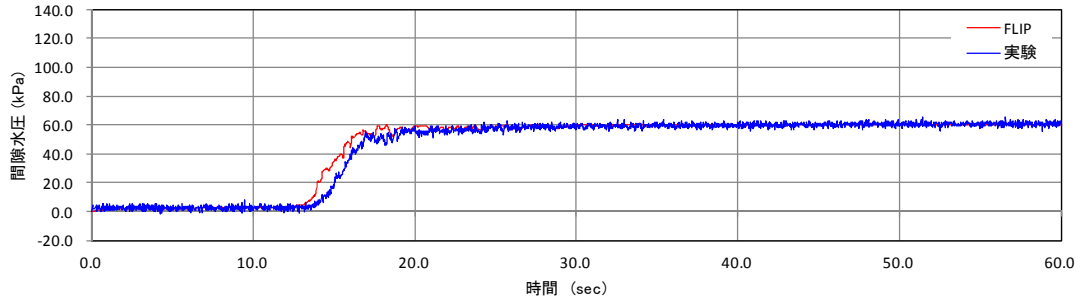
図 3-6-75 架台天端の加速度時刻歴およびフーリエスペクトル

2) 間隙水圧

図 3-6-76 にスカート内と地盤内の間隙水圧の時刻歴の結果の比較を示す。各計測地点で実験値と解析値の水圧の上昇傾向は一致している。分離型架台円筒内の地盤部 (PW-43, PW-46) では、水圧の変動が実験値に比べて解析値の方が小さい。また、単独型架台円筒内の地盤部 (PW-13) では、水圧の上昇値が実験値に比べて解析値は小さい。地盤部 (PW-3) では、水圧の上昇値は比較的合っている。

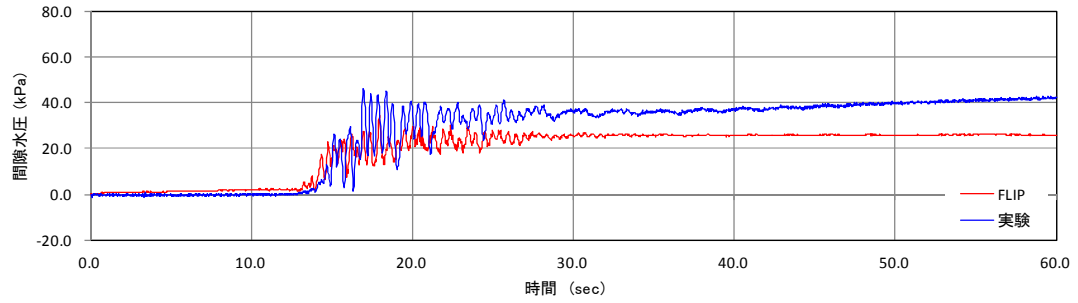
PW-3

要素 No. 5393 間隙水圧 最大値 : 60.50 (kPa) (30.575sec) 最小値 : 0.00 (kPa) (0.000sec)



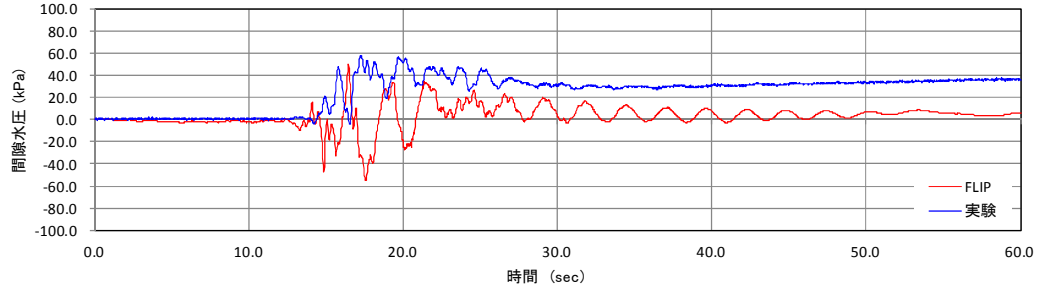
PW-13

要素 No. 6193 間隙水圧 最大値 : 34.57 (kPa) (17.950sec) 最小値 : -0.11 (kPa) (0.100sec)



PW-43

要素 No. 4753 間隙水圧 最大値 : 50.17 (kPa) (16.425sec) 最小値 : -54.71 (kPa) (17.575sec)



PW-46

要素 No. 4363 間隙水圧 最大値 : 81.97 (kPa) (17.275sec) 最小値 : -18.82 (kPa) (16.575sec)

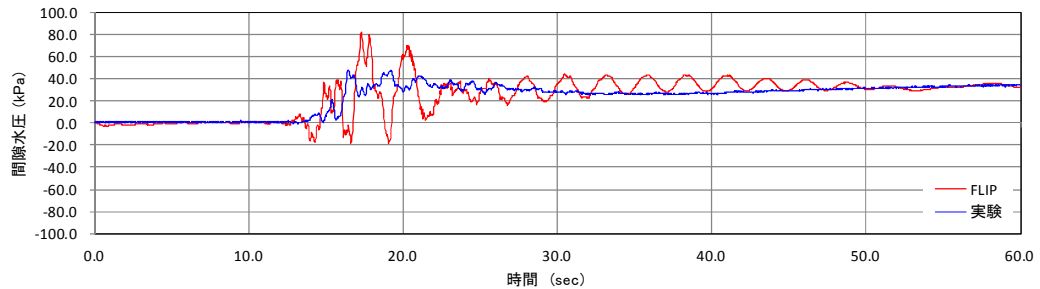
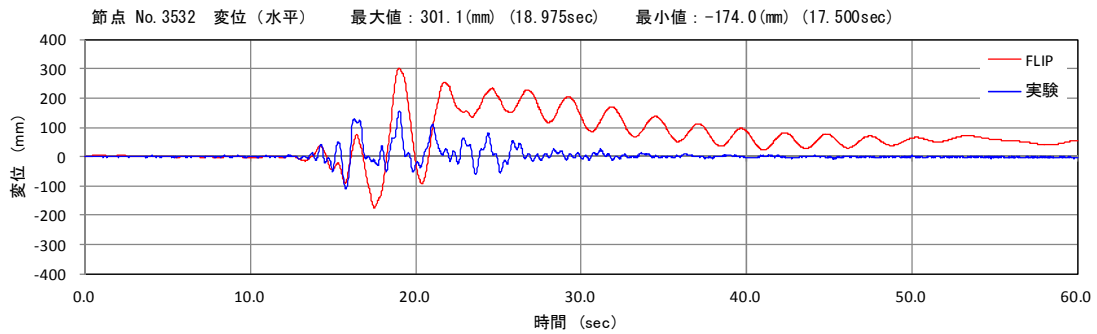


図 3-6-76 スカート内と地盤内の間隙水圧の時刻歴

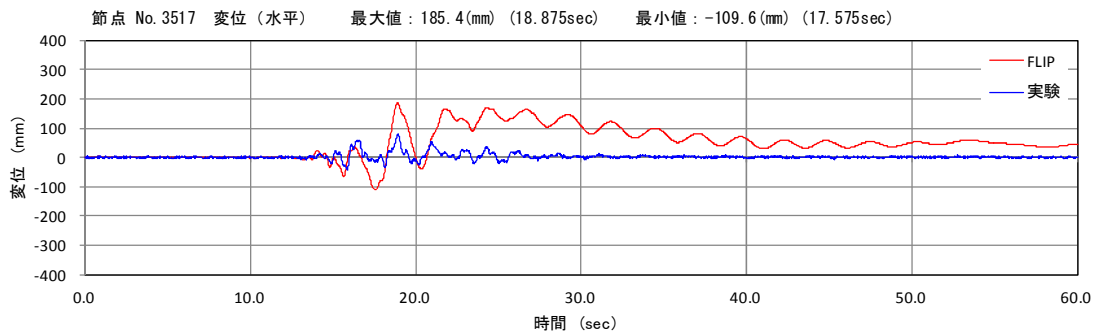
3) 変位

図 3-6-77 および図 3-6-78 に架台の水平変位および鉛直変位および地盤の鉛直変位の時刻歴の結果の比較を示す。分離型架台と単独型架台の水平変位 (DH-41, DH-42, DH-11, DH-12) は、ともに実験値と解析値で周期特性はよく一致しているが、最大値はあまり一致していない。また、分離型架台と単独型架台の鉛直変位 (DV-41, DV-11) はともに実験値より解析値の方がかなり大きくなっており、液状化による沈下の影響を解析では過大に評価しており、これは3次元挙動を2次元で解析しているためと考えられる。

DH-41



DH-42



DV-41

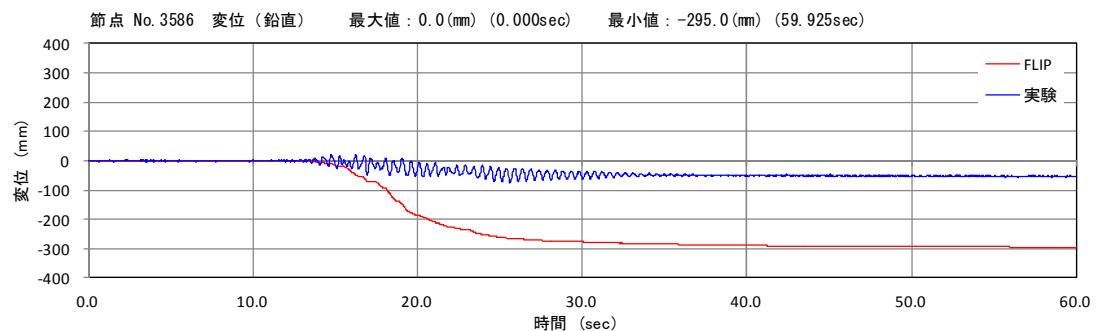
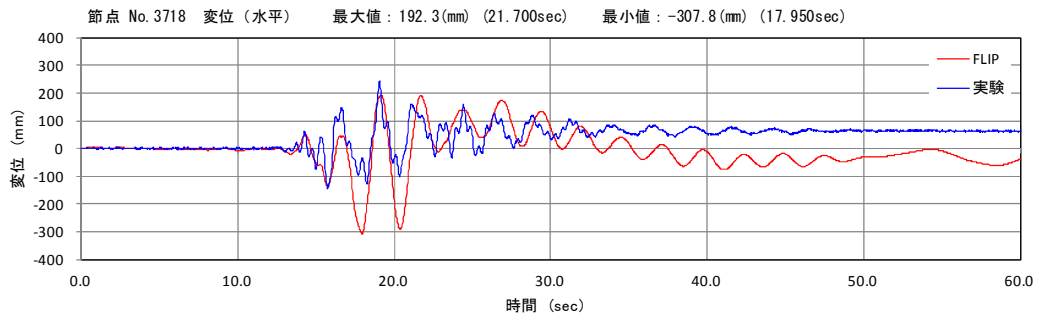
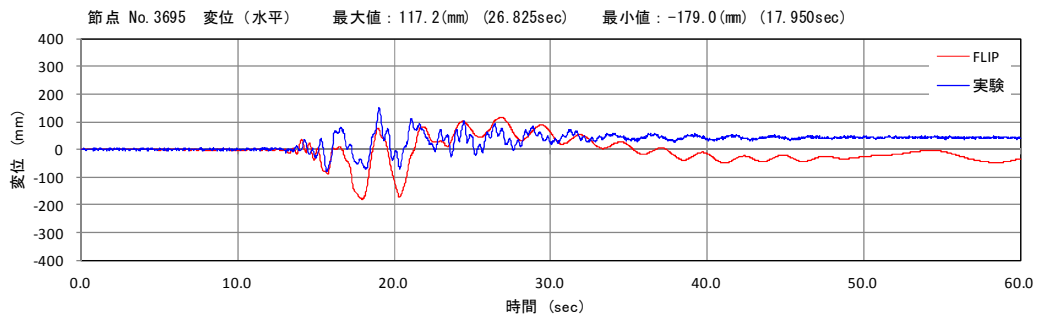


図 3-6-77 単独型架台の水平変位および鉛直変位

DH-11



DH-12



DV-11

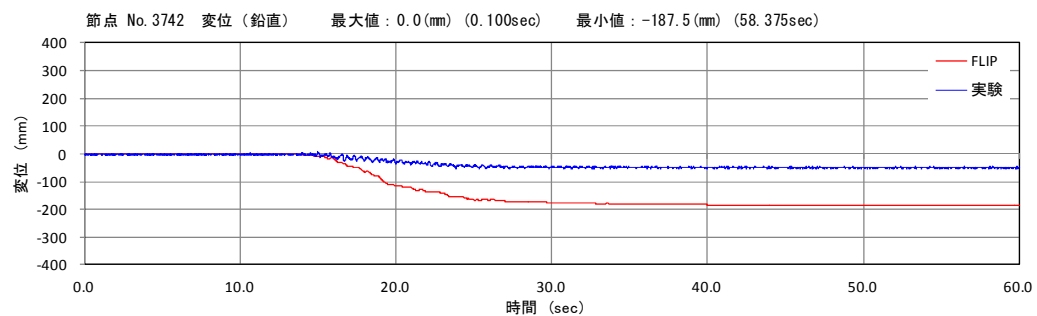


図 3-6-78 分離型架台の水平変位および地盤鉛直変位

4) 各種コンター

図 3-6-79 に解析結果の過剰間隙水圧コンターおよび最大せん断力コンターを示す。過剰間隙水圧や最大せん断力はスカート下で比較的大きく発揮されており、スカート内の地盤が一体化した挙動を示していることがわかる。

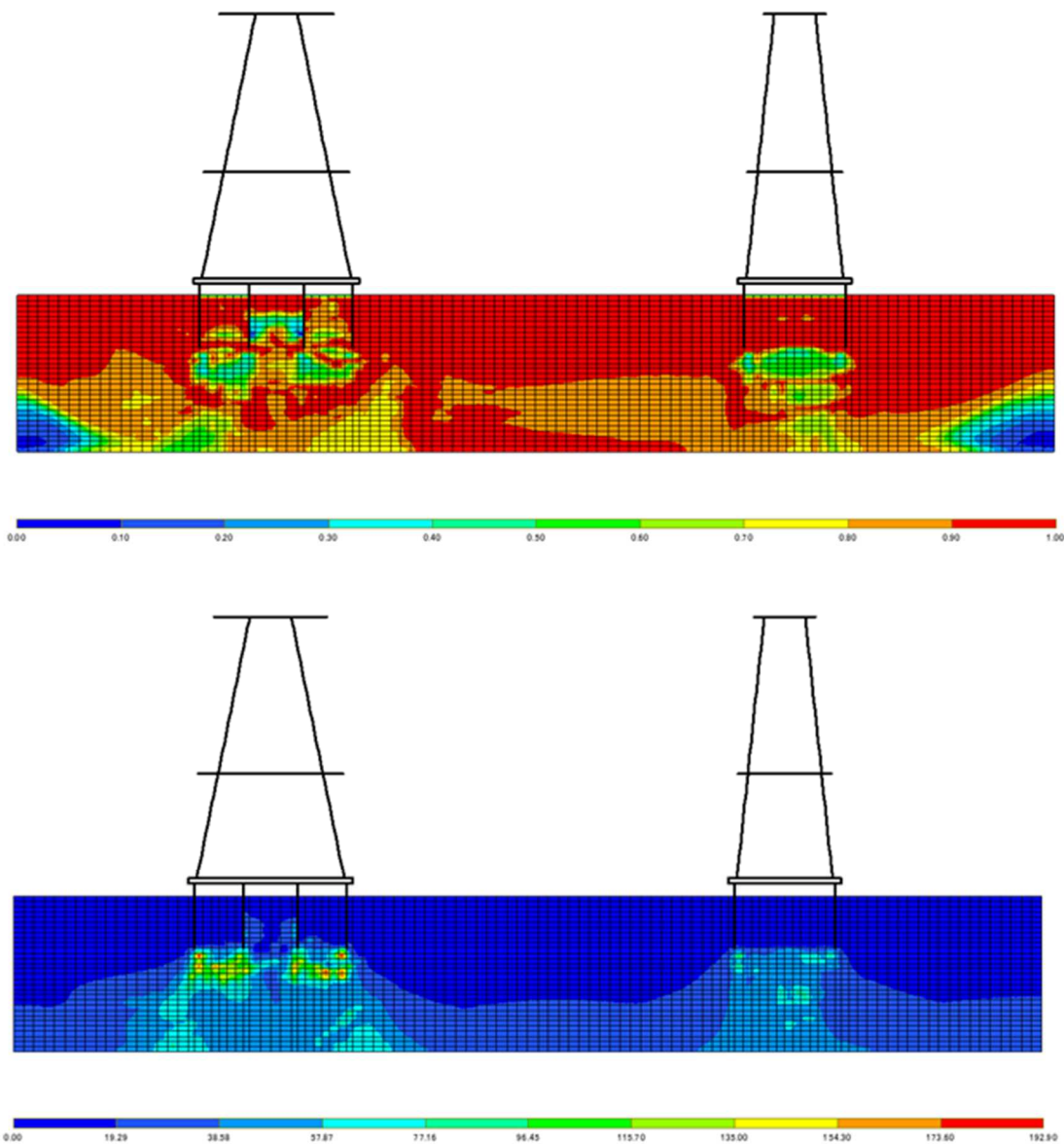


図 3-6-79 過剰間隙水圧コンター(上)、最大せん断力コンター(下)

iv. まとめ

サクシヨン基礎の液状化に対する安全性を検証するために、遠心力模型実験装置を用いた模型実験を実施し、有効応力有限要素法による再現解析を実施した。

遠心力実験の結果をまとめると以下ようになる。

- ・単独型よりも分離型の方が天端加速度は小さい
- ・地盤は液状化するが（スカート内外も）、スカート内は非排水状態を保つ
- ・地盤の液状化により架台は約 15cm 沈下するものの、残留傾斜角は十分小さい

また再現解析の結果をまとめると以下ようになる。

- ・加速度、間隙水圧は解析値を実験値とよく対応する
- ・水平変位はおおよそ解析値と実測値は一致するが、鉛直変位の解析値はやや大きめとなる。
- ・最大せん断力、過剰間隙水圧はスカート下に大きく分布しスカート内が一体化挙動を示す。

これらの実験及び解析から、サクシヨン基礎を用いた架台基礎はおおよそ地震時の海底地盤液状化に抵抗性を有し（特に分離型）、その挙動は FEM 解析に再現が可能であることがわかった。

VII. HVACおよびHVDC架台基礎のコスト比較

想定適用事例における、長期安定性評価を加味したサクシヨン基礎（提案基礎形式）の試設計を行い、従来基礎形式とともに、施工プロセスの検討を行いおよびコスト比較を行った。

(a) 設計条件

表 3-6-31 に今回検討する架台基礎の上部施設条件を示し、表 3-6-32 に検討した架台形式を設置水深ごとに示す。

表 3-6-31 検討する架台基礎の上部施設条件

	調相 Platform	HVAC Platform	HVDC Platform
施設重量(w)	1,900 ton	6,750 ton	10,576 ton
B×D×H	32×32×18m	58×58×20m	70×60×52m

表 3-6-32 検討する架台基礎の上部施設条件

水深(m)	架台形式	従来形式	提案形式
50	着床式	鋼製ジャケット基礎	鋼製サクシヨン基礎 鉄筋コンクリート(RC)製サクシヨン基礎
100	浮体式	TLP(Tension Leg Platform)型浮体 +重力式アンカー	TLP(Tension Leg Platform)型浮体 +サクシヨンアンカー
200			

なお、施工条件およびコスト算出にあたっての海上作業条件は下記のように仮定した。

- ・ 基地港から現地まで距離は 50 マイル
- ・ 使用クレーンは、4100ton 吊り起重機船、1600 t 吊り全旋回型起重機船
- ・ 作業供用係数（＝稼働率の逆数）は鹿島沖波浪データ（波高、周期）から決定
→ 港内作業：1.25 曳航：4.64 現地吊りおろし作業：15.49
- ・ 上部施設は 500ton ごとのユニットで設置（設置時間 4Hr/ユニット）

また、浮体式においてはカテナリー係留ではなく TLP（Tension Leg Platform＝緊張係留）型を選定した。その選定理由は下記のとおりである。

- ・ カテナリー型は浮体の動揺が大きい、海洋占有面積が大きいというデメリットがある
- ・ TLP 型は大きなアンカーが必要になるがサクシヨンアンカーによりコストダウン可能
- ・ 浮体構造は RC 製とし、費用は RC 製サクシヨン基礎＋係留費用として算出

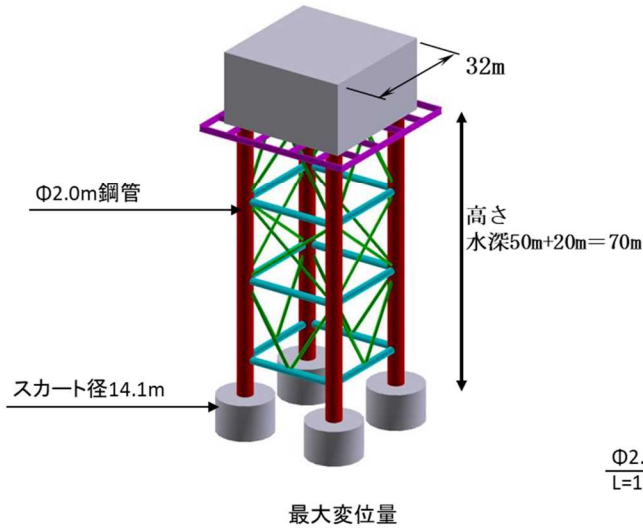
(b) 設計結果

表 3-6-33 に水深 50m での着床式基礎の検討の結果得られた各基礎の代表的な断面図および施工図を示し、図 3-6-79 に鋼製サクシヨン基礎、鋼製ジャケット基礎、図 3-6-80 に鉄筋コンクリート製サクシヨン基礎の鳥瞰図を示す。また図 3-6-81 に水深 200m での浮体式の検討の結果得られた架台の鳥瞰図および施工フローを示す。

表 3-6-33 着床式（水深 50m）検討結果一覧

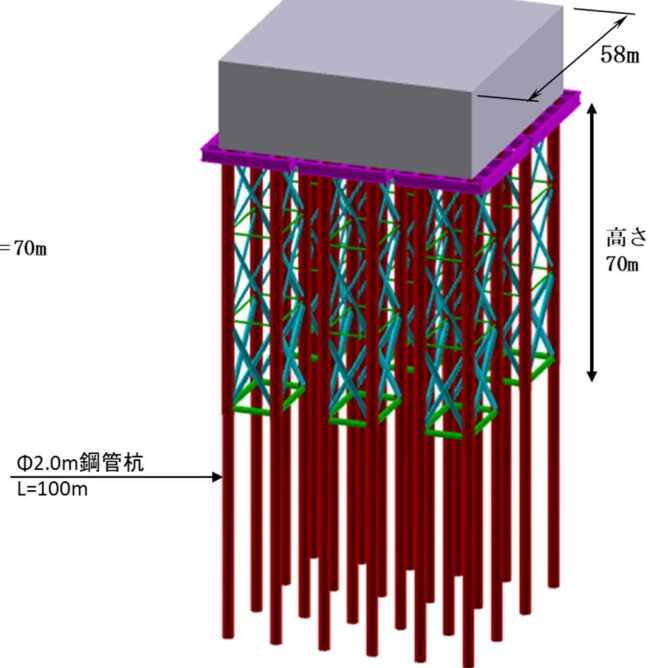
	鋼製ジャケット基礎	RC製サクシヨン基礎	鋼製サクシヨン基礎
断面図			
施工図	<p>杭打設後、ジャケットを設置</p>	<p>上部施設を載せてから曳航して設置</p>	<p>現地まで吊り曳航して設置</p>

調相PF
鋼製サクシヨン案



Platform鋼材総重量 W=1,092ton

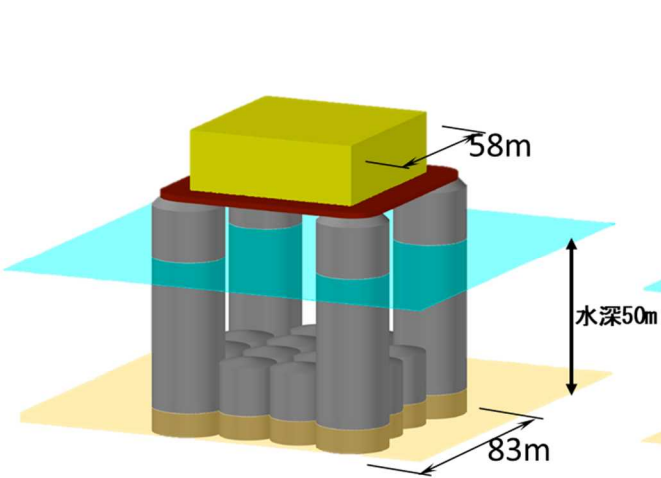
HVACPF
鋼製ジャケット案(既往基礎)



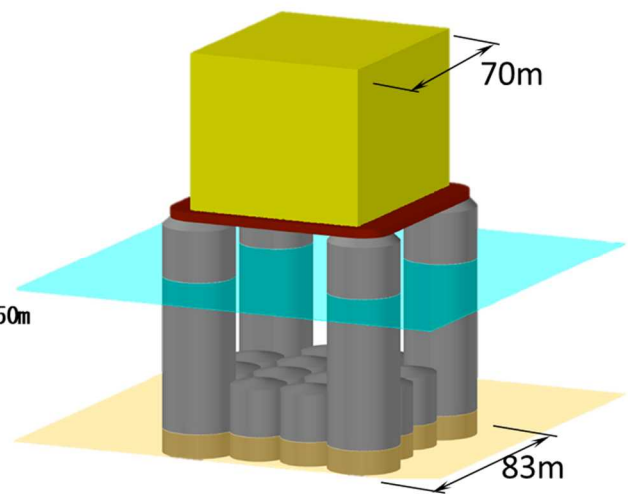
Platform鋼材総重量 W=7,673ton

図 3-6-79 鋼製サクシヨン基礎、鋼製ジャケット基礎鳥観図 (水深 50m)

HVACPF
鉄筋コンクリート製サクシヨン案



HVDCPF
鉄筋コンクリート製サクシヨン案



コンクリート総体積 V=35,800m³

曳航時の安定で基礎の大きさが決まるため上部重量が重くなっても基礎形状は同じ

図 3-6-80 鉄筋コンクリート製サクシヨン基礎鳥瞰図 (水深 50m)

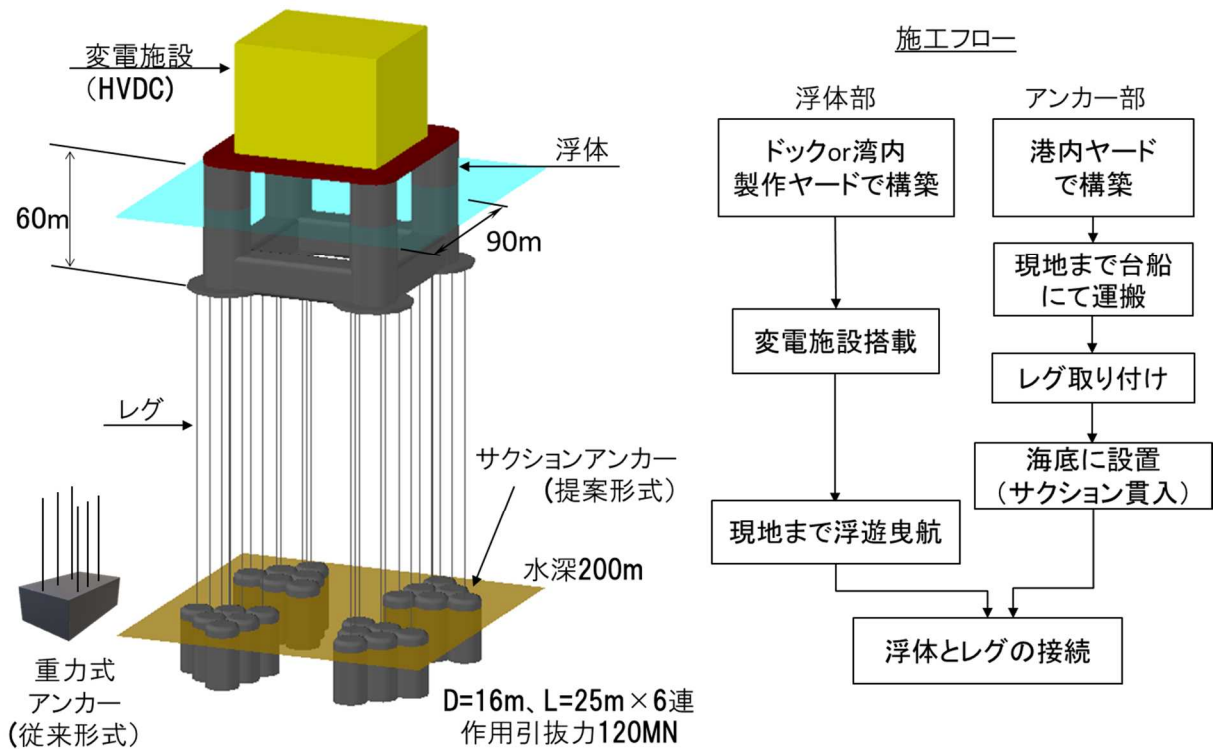


図 3-6-81 浮体式洋上架台鳥観図および施工フロー（水深 200m）

(c) コスト比較結果

図 3-6-82 に水深 50m の着床式架台のコスト比較を示し、図 3-6-83 に水深 200m の浮体式架台のコスト比較を示す。なおコストには架台の材料費、施工費および変電施設設置費を含むが電気設備など変電施設の構造費そのものは含んでいない。いずれのグラフも従来形式（着床式はジャケット基礎、浮体式は重力式アンカー）を 1.0 とした比較で示してある。

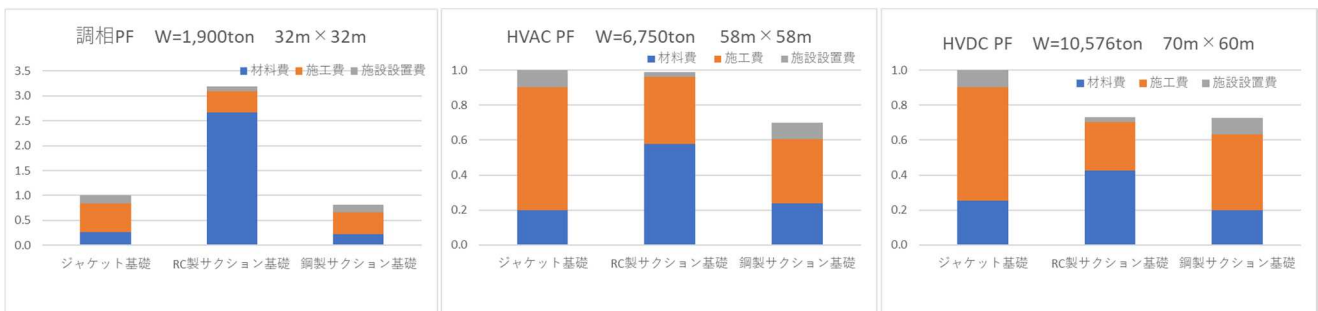


図 3-6-82 着床式架台（水深 50m）コスト比較

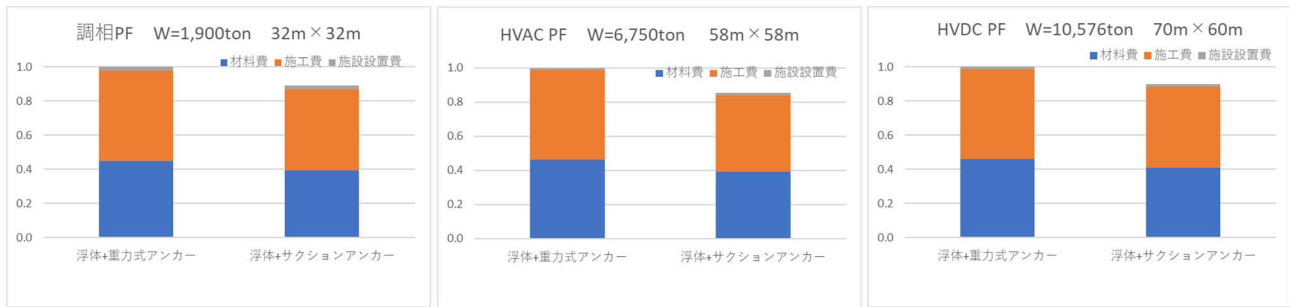


図 3-6-83 浮体式架台（水深 200m）コスト比較

コスト比較の結果をまとめると以下のようになる。

i. 着床式架台（水深 50m）

- ・ RC 製サクシオン基礎は曳航時の浮体安定で平面寸法が決定するため、上部施設の安定条件から決まる平面寸法よりも大きくなり、上部施設の小さい調相 PF では材料費が高くなるため不経済な設計となる。
- ・ 鋼製サクシオン基礎は鋼製ジャケット基礎に比べ海上作業が少ない分、2~3 割のコストダウンとなる
- ・ 直流変電施設（HVDC）で従来形式（鋼製ジャケット基礎）と新形式（RC 製および鋼製サクシオン基礎）でコスト比較をすると 27%のコストダウンとなった。

ii. 浮体式架台（200m）

- ・ 直流変電施設（HVDC）で従来形式（重力式アンカー）と新形式（サクシオンアンカー）でコスト比較をすると、10%のコストダウンとなった。
- ・ これはサクシオンアンカーにすることで、引き抜き力に対して自重だけで抵抗する重力式アンカーよりも材料費を削減できることが主な要因である。

2.2.4 洋上 PF 小型化の検討（大阪工業大学、東京電機大学、東芝エネルギーシステムズ、日立製作所）

(1) 研究開発の目的

本開発では、次世代の技術として洋上設備の低コスト化への貢献が期待できる、高周波変圧器を用いた自励式変換モジュールの小型軽量化の基盤技術開発、洋上風力発電の直列接続方式の開発などを行う。

具体的には、中小規模の洋上 WF を従来の並列接続して洋上 PF で集電する方式ではなく、洋上風車を一筆書きに直列に接続して集電することで洋上 PF が不要となる洋上風車の直列接続方式の開発研究を行う。また、従来の変圧器と比較して、大幅に体積と重量が削減可能な高周波変圧器の開発、及びそれを電力変換設備に組み込み、制御方式や冷却系の小型最適化を含む、電力変換設備の小型化に向けた技術開発を行う。併せて装置全体のリアルタイムシミュレータモデルを開発し、直流システムへ本変換設備を適用した場合の評価を行う。最後に、直流系統へ接続するガス絶縁変圧器を洋上設備へ適用することによる、事故発生時の絶縁油漏えい事故対策設備の簡略化による洋上 PF 小型化の可能性を考慮し、従来の油絶縁変圧器とガス絶縁変圧器に対して電界解析を実施し、適用可能性について評価する。

(2) 最終目標の達成状況

以下に目標、成果と達成度を示す。

表 3-7-1 開発成果と達成度

洋上風車の直列接続方式の開発（東京電機大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
風力発電の集電システムの国内外の動向調査	洋上風力発電の集電システムの国内外の適用事例を調査し、風力発電の直列接続方式の適用による有効性を確認する	特許・実用新案、論文等について文献調査を実施し、洋上 PF の不要となる直列接続方式が並列接続方式と共に有望視されていることを確認した	○
風力発電の直列接続方式の実現可能性の検討	風力発電の直列接続の簡易的なモデルを用いてシミュレーションを行い、本方式を実現可能な方法を検討する	<ul style="list-style-type: none"> ・風車（同期発電機、5MW）を 50 台直列接続した洋上 WF のシミュレーションモデルを構築し、システムの基本特性を検討するとともに、他励式サイリスタインバータ-HVDC システム全体の基本的な動作特性を検討した ・簡易モデルを用いたシミュレーションにより本方式が実現可能であることを確認した 	○
永久磁石式同期発電機を用いた直列接続風力発電模擬試験装置の開発と模擬実験の実施	<ul style="list-style-type: none"> ・風力発電機を模擬した直列接続方式の試験装置を開発する ・種々の実験を実施し、装置各部の電圧電流波形並びに入出力特性などを計測して本方式の有用性を検証する 	<ul style="list-style-type: none"> ・2 台の風力発電機を模擬した直列接続方式の試験装置（永久磁石式、装置出力 4kW、3 相、200V、50Hz）を開発した ・本装置を用いて、系統連系運転並びに単独負荷運転それぞれの場合に対する実験を実施し、本研究の直列接続システムが実用可能であることを明らかにした 	○
Solid State Transformer 技術を応用した HVDC 変換設備の基礎技術開発（大阪工業大学）			

主な内容	最終目標	成果	達成度
高周波変圧器の小型軽量化の指針取得	高周波変圧器による従来型変圧器からの大幅な小型化を実現する	高周波での安定運転を確認、制御性能向上で変圧器・リアクトル・キャパシタを小型化可能なことを検証した	○
リアルタイムシミュレータモデル構築	系統相互作用を検証できるモデルを構築する	1kHzでのゲート信号発生を行い、外付け変換器での正常動作を検証した	○
冷却系の最適化による小型軽量化	小型化による温度上昇を抑制する冷却系の設計手法を確立する	基本実験と逆解析により、熱流解析による最適冷却系の選定可能なことを確認した	○
高周波変圧器の開発（日立製作所）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
高周波変圧器の仕様検討、および試作・評価	高周波変圧器の小規模試作を通じて、集電昇圧用変換器の小型化に関する設計・製造の課題を抽出する	<ul style="list-style-type: none"> 高周波変圧器の漏れ磁束を低減する1層毎交互巻を検討し、5kVA、500kVA試作器を用いた実験と解析で巻線損失の低減効果（500kVA試作器で損失約30%低減）を実証した。また、実規模の500kVA試作器にて製作可能なことを示した シミュレーションにより、提案する1層毎交互巻高周波変圧器を搭載したDC-DC変換器の動作を確認した 	○
ガス絶縁変圧器の洋上変電所への適用検討（東芝エネルギーシステムズ）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
電界解析による検討	変換用変圧器のガス絶縁化の基礎検討を行う	<ul style="list-style-type: none"> 基本仕様に基づく概略寸法・重量を評価するとともに、電界解析を実施した この結果をもとに、ガス絶縁変圧器(GIT)を洋上変電所に適用する場合の仕様条件と課題を明確にした 	○

◎大幅達成、○達成、△一部未達、×未達

(3) 具体的な実施状況について

①洋上風車の直列接続方式の開発

<検討過程>

現在適用されている風力発電の集電システムの国内外の動向調査を実施することにより、現行システムの課題の抽出を行い、風力発電の直列接続方式適用による優位性並びに課題について検討を行なった。また、風力発電システムの直列接続の検討に必要な基本モデルを開発し、これを用いて風速等種々な条件に対するシミュレーション等を行い、本方式の実現可能な方法を検討した。さらに、直列接続風力発電システムの有用性を検証するため、風力発電機として、永久磁石式同期発電機を対象に、2台の風力タービン模擬装置／発電機よりなる直列接続方式の模擬試験装置を開発し、種々な条件下における模擬実験を実施した。

<成果の詳細>

(a) 風力発電の集電システムの国内外の動向調査

これまでに発表された、特許、実用新案、国内外で発表された論文等について文献調査を実施した。その結果、現在の風力発電の集電システムは並列接続方式が主流であるが、今後は、洋上

プラットフォームの不要な、直列接続方式（表 3-7-2 に代表例を示す）も有望視されていることが明らかとなった。同表（a）の方式は、PWM 制御（電流形）を採用しているが、自己消弧型素子を使用するため大容量化が困難と思われる。同表（b）の方式は本プロジェクトのサイリスタインバータを用いた方式で、1) 構成が簡単である、2) サイリスタを使用しているため信頼性が高く、かつ大容量化が容易である、3) 交流出力側フィルタが不要である などの長所を有する。

表 3-7-2 IEEE Transaction に発表された直列接続方式風力発電システムの例

	システム構成	出典
(a) PWM-CSC 方式		Miteshkumar Popat, Bin Wu* and Navid R. Zargari, "A Novel Decoupled Interconnecting Method for Current-source Converter-Based Offshore Wind Farms," IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 27, No. 10, Oct. 2012
(b) サイリスタ方式 (本プロジェクト)		Shoji Nishikata and Fujio Tatsuta, "A New Interconnecting Method for Wind Turbine/Generators in a Wind Farm and Basic Performances of the Integrated System," IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 57, No. 2, Feb. 2010

(b) 風力発電の直列接続方式の実現可能性の検討

本方式のシステムは、風力発電機と直流回路との間の絶縁を確保するため、発電機出力端と整流回路入力端との間に変圧器を挿入する。そこで、例えば 4MW クラスの風車を想定し、一般の電力用変圧器を用いるとすると、最大 4MW×25 基（単極方式の場合）が実現可能と考えられる。

また、本方式のシステムでは風力発電機として同期発電機（Type D）を適用できるので、直列接続システムの検討に必要な基本モデルとして、ダイオード整流回路の利用可能な自励式同期発電機を採用する場合のモデルを開発し、特性に及ぼすダンパ巻線の影響を検討した。その結果、同巻線の設置により、システムの動作領域が拡大することが判明した。

一方、永久磁石同期発電機を採用した風力発電システムのシミュレーションモデルを構築し、表 3-7-3 に示す 5MW×50 基の直列接続ウィンドファームを対象に風速などの諸条件が異なる場合に対するシステム出力、システム各部の電圧・電流の瞬時波形、サイリスタ整流回路の制御角、重なり角、発電機出力電流、DC リンク出力電圧瞬時値特性などを明らかにした。

さらに、実際の風車を想定し、慣性モーメントの異なる場合に対する実験装置の調整法を開発した。

以上の成果を基に、表 3-7-3 の洋上 WF を想定した、他励式サイリスタインバータ-HVDC システム全体の基本的な動作特性を検討して、直列接続風力発電システムの実現は基本的に可能であることを明らかにした。

表 3-7-3 ウィンドファームの主要諸元

システム出力	
直列接続風車数	50
システム出力	250MW (=5MW×50)
直流電圧、電流 (定格)	500kV, 500A
風力発電機 (PMSG) 定格	
定格出力	5MVA
定格電圧	3kV
定格周波数	50Hz
回転速度	100min ⁻¹
極数	60
増速ギア比	7.4
発電機出力変圧器昇圧比	2.47
風車定格	
定格出力	5MW
定格風速	11.5m/s
Cut-in 風速	4m/s
Cut-out 風速	25m/s
ブレード半径	65m
出力係数最大値 C_{pmax}	0.4044
周速比最適値 λ_{op} (C_{pmax} を得る λ)	8
空気密度	1.225kg/m ³

(c) 永久磁石式同期発電機を用いた直列接続風力発電模擬試験装置の開発と模擬実験の実施

次いで、風力発電機として永久磁石式同期発電機を対象に、2台の風力タービン模擬装置/発電機よりなる直列接続方式の模擬試験装置(図3-7-1、装置出力4kW、3相、200V、50Hz)を開発した。また、本模擬試験装置を用いて、系統連系運転並びに単独負荷運転それぞれの場合に対する実験を実施した。表3-7-4に実験条件を示す。

まず、模擬装置出力を系統に接続して表に示す条件で動作しているときに、システムが安定に動作することを確認するとともに、システムに特別なフィルタを設置しなくても図3-7-1に示すように歪み率3.7%の出力電流波形が得られることが判明した。

次いで、システム出力にインピーダンス一定の負荷装置が接続されている場合について、表に示す条件で動作しているときに、歪み率1.3%以下の出力波形を達成できることが判明した。

なお、現時点では系統連系運転並びに単独負荷運転の双方について力率1の負荷条件で本方式は有効であることが確認された。

以上より、永久磁石式同期発電機並びにインバータの電圧・電流の波形歪みは図3-7-1に例示するように大きいものの、単独負荷運転並びに系統連系運転のいずれの場合でも表3-7-4に示すように装置出力端から低歪みの出力電流が得られており、直列接続システムは基本的に有用であることを明らかにした。

表 3-7-4 実験条件

case	風力発電機	出力 [kW]	回転速度 [min ⁻¹]	周波数 [Hz]	風速 [%]	整流器出力電圧 [V]	直流電圧 [V]	直流電流 [A]	システム出力 [kW]	基本波力率 [%]	出力電流 THD [%]	備考
系統連系運転	1号機	2.15	1500	100	100	260	390	7.7	2.70	100	3.7	風力発電機2の出力は風力発電機1の約半分を想定し、風速および回転速度は $0.5^{1/3} \times 100 = 79.4\%$ とした。
	2号機	1.09	1191	79.4	79.4	130						
単独負荷運転1	1号機	2.21	1500	100	100	260	390	7.8	3.07	100	1.3	風力発電機2の運転条件は上欄と同様。システム出力が直流電力をやや上回っているのは、調相機が有効電力を補っているため。
	2号機	1.16	1191	79.4	79.4	130						
単独負荷運転2	1号機	2.24	1500	100	100	260	520	7.8	3.98	100	1.1	
	2号機	2.24	1500	100	100	260						

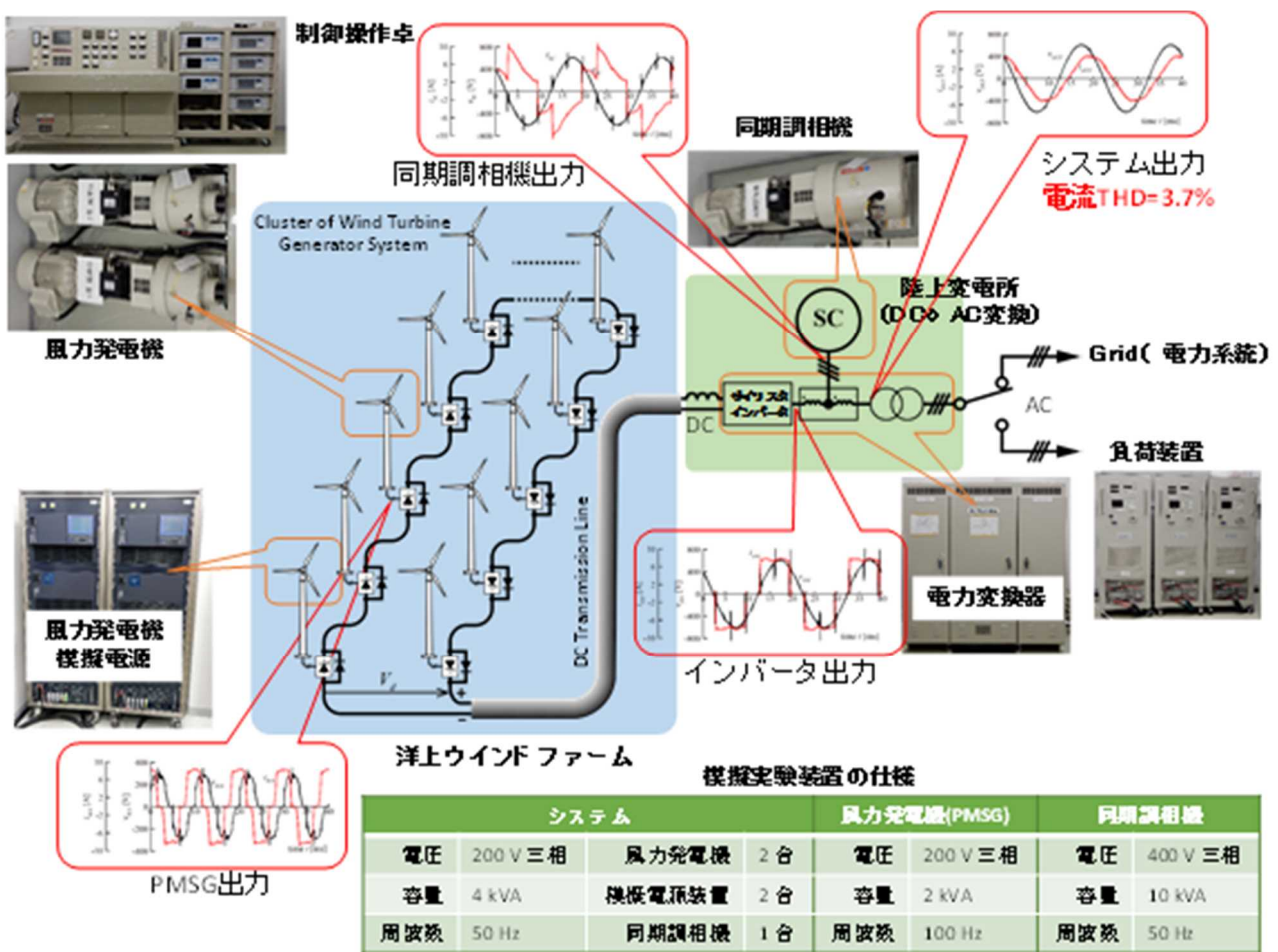


図 3-7-1 直列接続方式風力発電システムの構成と模擬実験装置
(実験結果は系統連系運転出力 2.7kW 時の電流 (Red)、電圧 (Black) の波形例)

さらに、開発した模擬試験装置を用いて種々な実験を実施し、検討を行った結果、以下に示す成果が得られた。

- (1) システム出力を電力系統に接続した場合を対象に、風速等種々な条件に対する実験を実施しシステム各部の電圧・電流瞬時波形を測定した結果、何れの状況においても出力電流波形には殆ど歪みが含まれず、グリッドに高品質の電力を供給できることを明らかにした。
- (2) 直列接続方式の始動方法を示すとともに、停止している風力発電機を直列接続システムに投入できることを実験により示した。
- (3) ベクトル制御誘導電動機を用いた風力タービンシミュレータを開発し、実際の MW クラスのタービンを使用した場合に対するシミュレーション実験が実施可能であることを示した。
- (4) 回転機を用いるシミュレータでは困難な、風力タービンの過回転などの極限状態における模擬実験の実施を可能とする、静止型電源装置を用いた風力発電システムのシミュレータを開発した。
- (5) 風速変化時のシステムの動特性を予測する過渡応答モデルを導出し、その妥当性を示した。
- (6) 世界各国で定められているグリッドコードの要件に適合可能な直列接続方式システムの構成について検討し、システムの無効電力（出力力率）を制御する方法を考案して設計指針を明らかにした。
- (7) システムとグリッドとの間に“電圧低下時エネルギー消費回路”を追加接続することにより、LVRT（電圧低下時運転継続）要件を達成できるシステムを考案した。

②Solid State Transformer 技術を応用した HVDC 変換設備の基礎技術開発

(a) 開発の方向性

図 3-7-2 に本基礎技術開発における各要素技術の関連性を示す。モジュラーマルチレベル変換器(MMC)およびイミタンス変換リンク付き変換器技術と高周波変圧器を含む Solid State Transformer (SSTR) の技術の高周波運転のシミュレーションを行い、制御性・回路構成・パラメータの最適化に必要なデータを取得する。シミュレーション結果に基づき、制御性・回路構成・パラメータの最適化を行い、数 kVA の小容量変換システムを設計し、性能試験を行うと共に、50/60Hz での性能試験も実施し、小型軽量化に対する比較検討を行う。さらに、通常時および系統事故時のいくつかのシナリオを想定して、構築したイミタンス変換リンク付きモジュラーマルチレベル変換器(MMC)シミュレーション用モデルを構築し検証を行う。高周波変圧器、MMC およびイミタンス変換リンク付き変換器の検討結果を反映させた改良モデルを作成し、リアルタイムシミュレータ・モデルの設計手法を確立する。

また、電磁界解析ソフトおよび熱流体解析ソフトによるシミュレーションを行い、変換器冷却系のモデリング手法と逆解析法を用いた設計に必要なデータを取得し、新たな知見の元で変換器冷却系を設計し、性能試験を行う。従来の冷却系の性能試験も併せて実施し、小型軽量化に対する比較検討を行う。

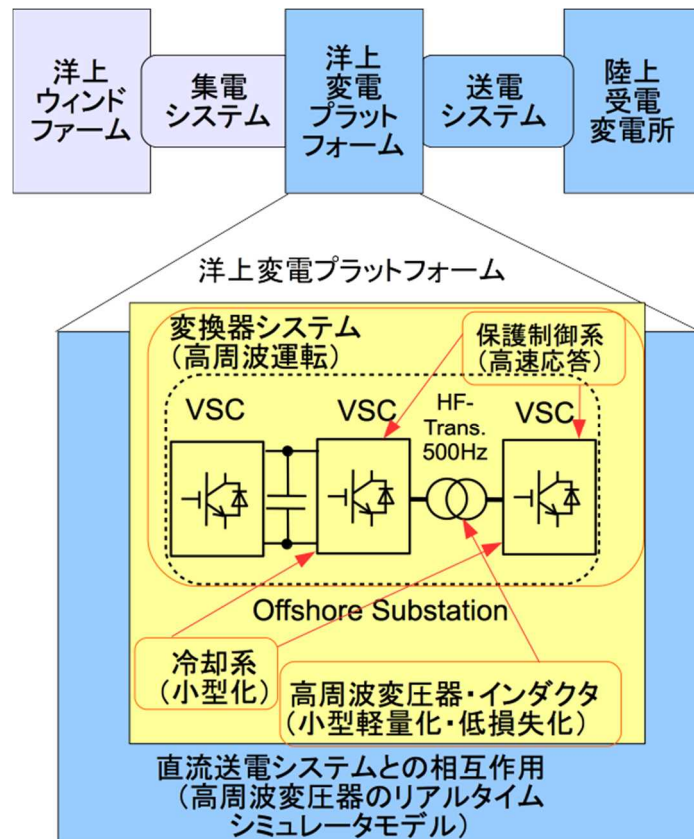


図 3-7-2 Solid State Transformer 技術を応用した HVDC 変換設備の開発要素

(b) 高周波変圧器を適用した電力変換設備のシステム技術開発

(i) 変換器システム模擬試験装置の開発、試験

図 3-7-3 に示す変換器システムを構築し、高周波での安定運転動作を確認した(図 3-7-4)。その結果、変換器の直流側電圧を安定に保ちつつ電力が容易に制御できること、ハイパスフィルタのみで十分な高調波抑制が可能なが判明し、高周波での絶縁 DC-DC リンクの安定な運用の可能性が検証できたことで、変圧器、リアクトル、キャパシタの小型化が可能であると確認できる。特に制御応答の即応性を向上させると、キャパシタは周波数に反比例して容量を低減できる。従って、変圧器および LC 受動素子は、周波数が 50Hz の 20 倍となる 1kHz での運転において体積は現状の 50Hz 変換器に比して 1/20 程度になることが期待できる。その一方で半導体スイッチング素子および変圧器巻線では損失が増大するため冷却を適切に行う必要がある。

(ii) コア材料による周波数に対する損失特性の検証

数種のコア材料を用いて、5kVA の変圧器を試作し、損失特性を測定した(図 3-7-5)。その結果、ファインメット、アモルファス、スーパーコア、ケイ素鋼板の順で鉄損が増加していることが分かった。コアは周波数が高くなると損失が増大するため、特性の良いコアを用いることで、損失の増加を抑制可能であることが示された。

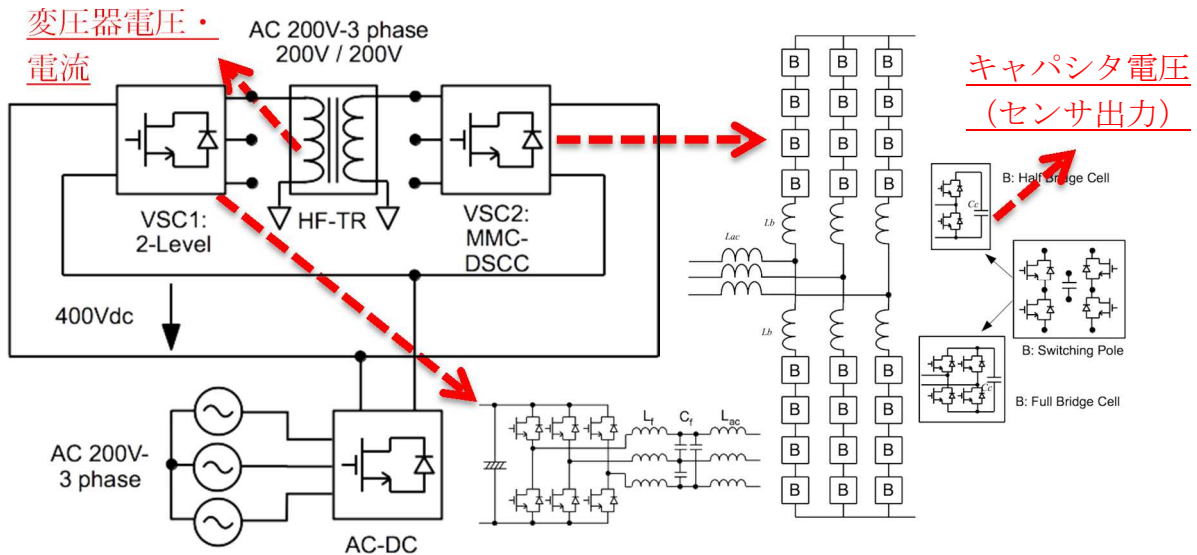


図 3-7-3 実験システム構成 (VSC1, VSC2 の構成)

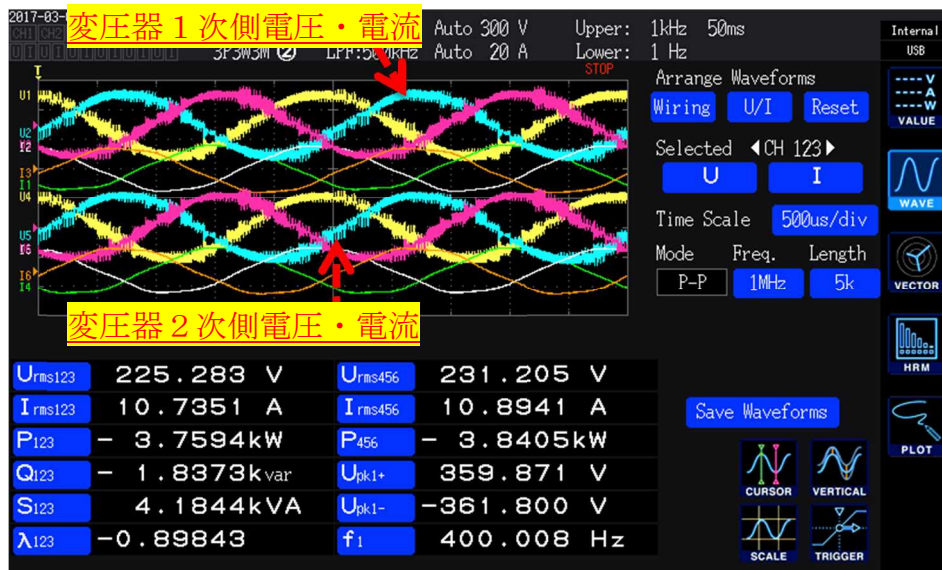


図 3-7-4 高周波変換器・実験結果 (400Hz)

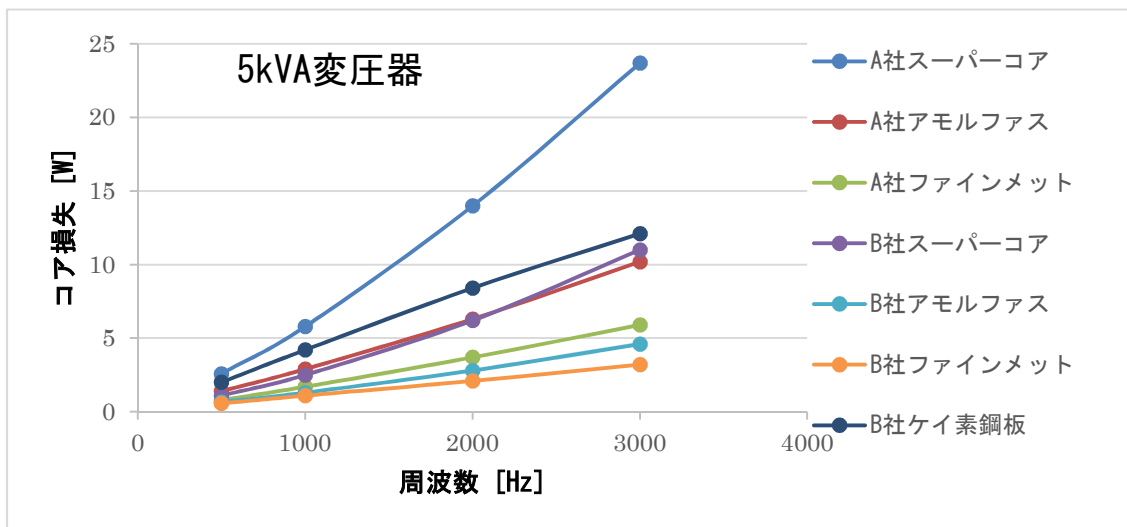


図 3-7-5 高周波変圧器・励磁コア損失測定結果 (500Hz~3kHz)

(c) 直流送電システムとの相互作用の検証

ゲート信号発生を含むリアルタイムシミュレータモデルを構築することを目標として、MMC 制御を可能とするために 24 個の制御信号で外部にあるアンプによる変換器模擬を可能とするシステムを構築した(図 3-7-6)。リアルタイムシミュレータでは、システムとの相互作用による不安定性の有無を検証するために高周波域において変換装置と同等の動作をすることが求められる。そのためのモデリングを行い、実験装置と同じレベルでのゲート信号発生とそれを用いた外部電源での、実験装置と同等な波形発生を確認した(図 3-7-7)。その結果、制御保護系の設計に利用可能とする知見を獲得できた。

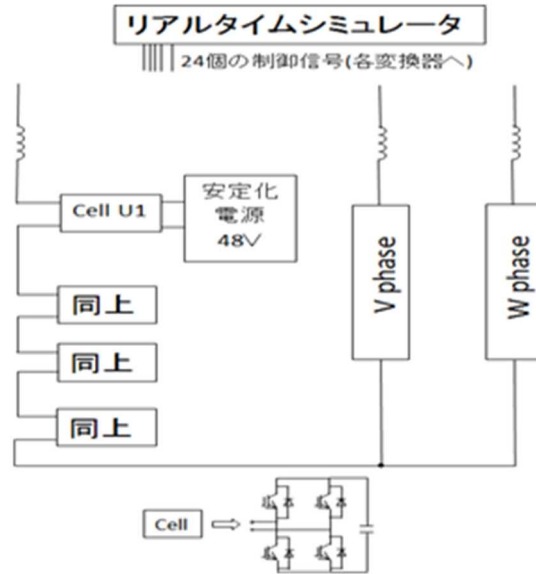


図 3-7-6 リアルタイムシミュレーションのシステム構成

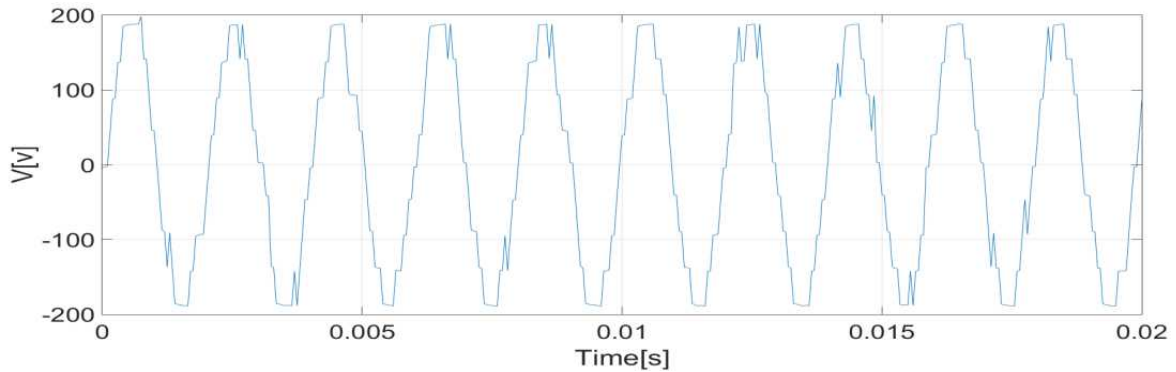


図 3-7-7 リアルタイムシミュレータ変換器 2 (MMC) 出力電圧測定結果

(d) 高周波変圧器の最適冷却法の開発

(i) 水冷高周波変圧器の損失同定方法の提案と冷却構造の提示

小型化・軽量化に向けた水冷高周波変圧器を対象とした逆解析、測温抵抗体使用による高精度な損失同定方法の提案と電磁界解析・熱連成解析による冷却の最適化のためのデータ取得を行った(図 3-7-8)。損失同定に関しては、光ファイバーにて取得されたコア、1次、2次巻線の表面温度をもとに逆解析を試みた。また、高精度な測温抵抗体による各部の冷却水の温度上昇測定から銅損(1次、2次巻線)およびコア鉄損を測定した。これらの開発により、銅フィン埋め込みヒー

トシンクが放熱特性が良いという事が分かった。今後、60Hz から 3kHz で周波数を可変させ逆解析と測温抵抗体による測定値の比較と水冷高周波変圧器の冷却構造の最適化を行う。

(ii) 水冷ヒートシンクの熱流動特性把握による小型ヒートシンク提案

変換器の水冷ヒートシンクを実験および熱流体解析により評価し、アルミベースに高熱伝導性銅フィンを挿入したヒートシンクにて現行比約 30%小型化可能であることが分かった (図 3-7-9)。

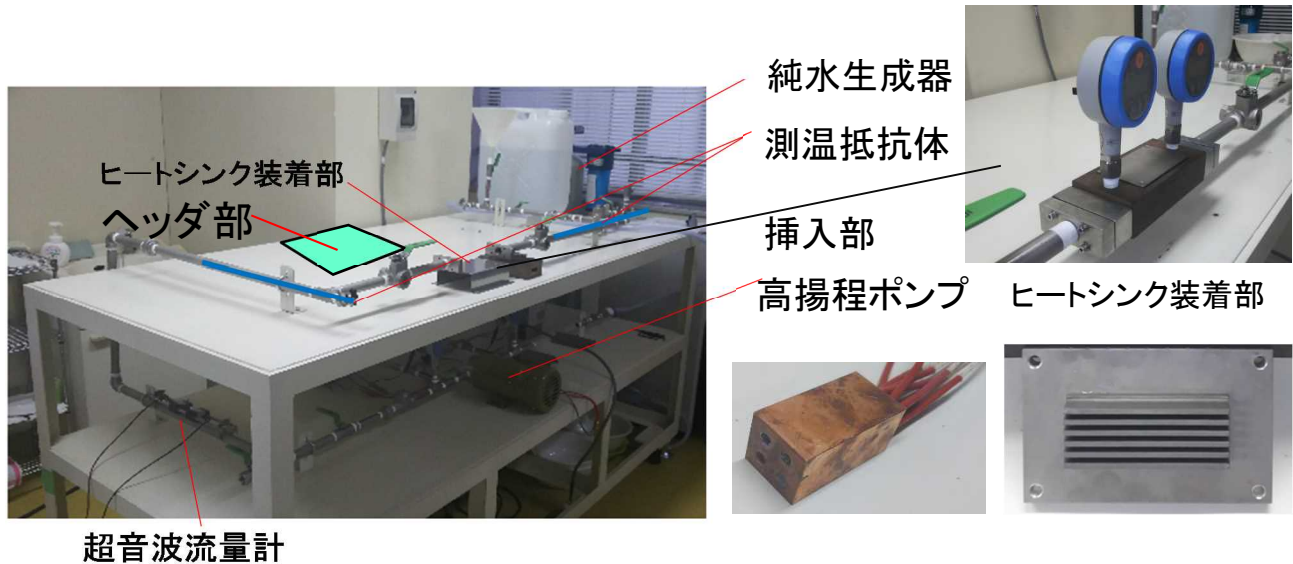


図 3-7-8 純水循環装置とヒータブロック及び楕形ヒートシンク

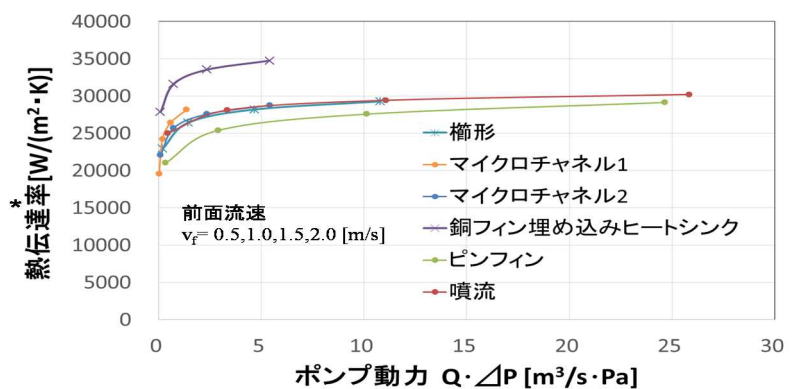


図 3-7-9 水冷高周波変圧器と熱流解析結果 (ポンプ動力 vs. 熱伝達率)

③高周波変圧器の開発

直流連系方式の洋上 WF では、従来、各風力発電装置は交流集電系統に連系しており、昇圧変圧器と交直変換器を用いて数 100 kV 級の直流電圧に変換した上で陸上変電所に送電していた。また、集電昇圧機構を搭載する洋上 PF が必要であった。これに対して、直流で集電し、昇圧用 DC-DC 変換器を用いることで、集電昇圧機構の小形化によるコスト低減が期待できる。また、DC-DC 変換器を各風車に搭載できれば、洋上 PF を省略できる可能性もある。

昇圧用 DC-DC 変換器の構成部品である高周波変圧器は高周波で駆動するほど小型になるが、表皮効果、近接効果に伴う巻線損失の増大が更なる小型化を阻害している。先行研究によって、高

周波化に伴う巻線損失増大の主な要因は近接効果であることが明らかになっている。そこで、近接効果を抑制するために、1次巻線と2次巻線を1層毎に交互に配置した構成（以下、1層毎交互巻）を検討することとした。

図3-7-10に考察に用いた5kVA高周波変圧器の形状・寸法を示す。図3-7-11は試作した5kVA高周波変圧器の外観写真である。はじめに、有限要素法を用いて巻線構成を1層毎交互巻とした場合の巻線抵抗を計算した。図3-7-12に、比較例の一般的な変圧器の巻線配置（以降、単純重ね巻と称す）と1層毎交互巻の巻線配置を示す。巻線は平角線であり、高さ3.9mm、幅4.1mmとほぼ真四角に近い形状を有する。図3-7-13に、周波数対巻線抵抗特性の計算値を示す。この図を見ると、1相毎交互巻にすることで高周波化に伴う巻線抵抗の増加が抑制されていることがわかる。これは1次巻線と2次巻線を交互に巻いたことで、互いの漏れ磁束が打ち消され、近接効果が抑制されたためである。

次いで、巻線形状による効果についても検討を行った。上記の3.9mm x 4.1mm角線に対してより扁平な16mm x 1mmの断面を有する角線について、有限要素法を用いて巻線抵抗を計算した。その結果を図5に示す。図3-7-13と図3-7-14を比較し、1層毎交互巻において扁平な16mm x 1mmの角線の方がより巻線抵抗の増加を抑制できることが明らかになった。

上記の結果に基づき、試作した5kVA高周波変圧器を用いて実証実験を行った。試作変圧器に対し、ファンクションジェネレータとリニアアンプを組み合わせ、高周波正弦波電圧を印加した。実験の結果を図3-7-15に示す。単純重ね巻は周波数が高くなるに従って巻線抵抗が急増していることが了解される。これに対して、1層毎交互巻の場合は、有限要素法の結果と同様に高周波化に伴う巻線抵抗の増加を抑制されている。このことから、単純重ね巻に対する1層毎交互巻の有用性が実証された。

さらに、DC-DCコンバータの実使用状態に近い方形波電圧で励磁した場合の抑制効果について検討を加えた。高周波の方形波電圧は、ファンクションジェネレータとリニアアンプの組み合わせでは生成が難しいことから、SiCインバータを用いることにした。なお、出力電圧はダイオード整流器を通して直流に変換した後、電子負荷装置に入力する。実験の結果、方形波電圧で励磁した場合についても、正弦波電圧の場合とほぼ同様に、高周波化に伴う巻線抵抗の増加を抑制できることを確認した。

次いで、2次巻線を単巻線から多巻線に変えた場合について検討を行った。これは実使用のDC-DCコンバータを想定した場合、高周波変圧器により昇圧する必要があるためである。巻線配置については、2次巻線が複数あるため、様々な配置が考えられるが、ここでは2つの2次巻線を上下に一列に並べ、これを1次巻線と1層ずつ交互に並べる配置を採用した。図3-7-16に試作した5kVA高周波変圧器の外観を示す。有限要素法を用いて計算した巻線抵抗および実験結果と、それに対応する漏れ磁束コンター図をそれぞれ図3-7-17、図3-7-18に示す。1層毎交互巻の巻線配置により、単巻線の場合と同様に、高周波化に伴う巻線抵抗の増加を抑制できている。また、図3-7-17から明らかのように、有限要素法による計算結果と実験結果は良好に一致している。

5kVA高周波変圧器の試作検証を通して得られた知見は次のようにまとめられる。

- 1次巻線と2次巻線を1層毎交互に巻いた巻線配置が高周波化に伴う銅損増加の抑制に有効であること
- 巻線形状を扁平にすることで、抑制効果がさらに増すこと
- 励磁電圧は正弦波であっても、実際のDC-DC変換器で想定される方形波であっても同様の抑制効果が得られること

- 昇圧のため、2次巻線を多巻線にした場合でも、複数の2次巻線を上下に並べ、これを1次巻線と交互に配置することで、単巻線と同様の抑制効果が得られること

続いて、同様の効果を実規模相当でも実証するため、500kVAの高周波変圧器を試作した。図3-7-19(a)、(b)はそれぞれ巻線構成を単純重ね巻、1層毎交互巻とした500kVA試作器の外観である。鉄心の両脚に構成された1次巻線同士、2次巻線同士はそれぞれバスバにより接続されている。表3-7-5は500kVA試作器の主要諸元である。単純重ね巻、1層毎交互巻ともに設計駆動周波数を3kHzに設定した。鉄心にはこの周波数域での損失特性に優れるアモルファス薄帯の巻鉄心を用いた。

図3-7-20に1次巻線損失の測定結果を示す。単純重ね巻の場合、近接効果の影響により周波数を高くするに従って1次巻線損失は急激に増加した。これに対して1層毎交互巻の場合、単純重ね巻と同様に1次巻線損失の増加は認められるものの、その増加分は抑制されている。設計駆動周波数の3kHzでは、単純重ね巻と比べて1層毎交互巻の1次巻線損失は61%低減した。

図3-7-21に定格電力における単純重ね巻、1層毎交互巻の高周波変圧器の損失比較を示す。巻線構成を単純重ね巻とした場合と比べ、1層毎交互巻とした場合は高周波変圧器全体の損失が約30%低減することを確認した。

以上の試作検証により、実規模相当の500kVAにおいても、巻線構成を1層毎交互巻とした高周波変圧器は単純重ね巻と比べて低損失であることを実証した。このことは、駆動周波数を更に高められることを示唆しており、昇圧用DC-DC変換器、および洋上PFの小型化に寄与できる可能性を示した。

最後に、1層毎交互巻高周波変圧器を搭載したDC-DC変換器の動作を確認するため、シミュレーション解析を実施した。上述の500kVA試作器の実験から必要なパラメータを導出し、DC-DC変換器シミュレーションモデルに適用した。図3-7-22はDC-DC変換器を搭載した風車の構成図を示している。風車の発電が500kW相当となるように電流源の値を調整した。DC-DC変換器に入力電圧制御を実装し、入力電力を1 p.u. から0.5 p.u. にステップ状に変化したとき入力電圧波形、出力電力波形を解析した。その結果を図3-7-23に示す。入力電圧は良好に制御されていることが確認できる。このことから、1層毎交互巻の高周波変圧器を搭載したDC-DC変換器の動作をシミュレーションで検証できる見通しを得た。

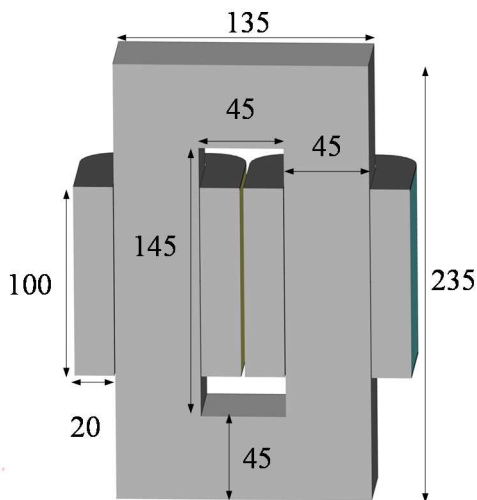


図3-7-10 考察に用いた5kVA高周波変圧器の形状・寸法



図3-7-11 5kVA高周波変圧器の外観

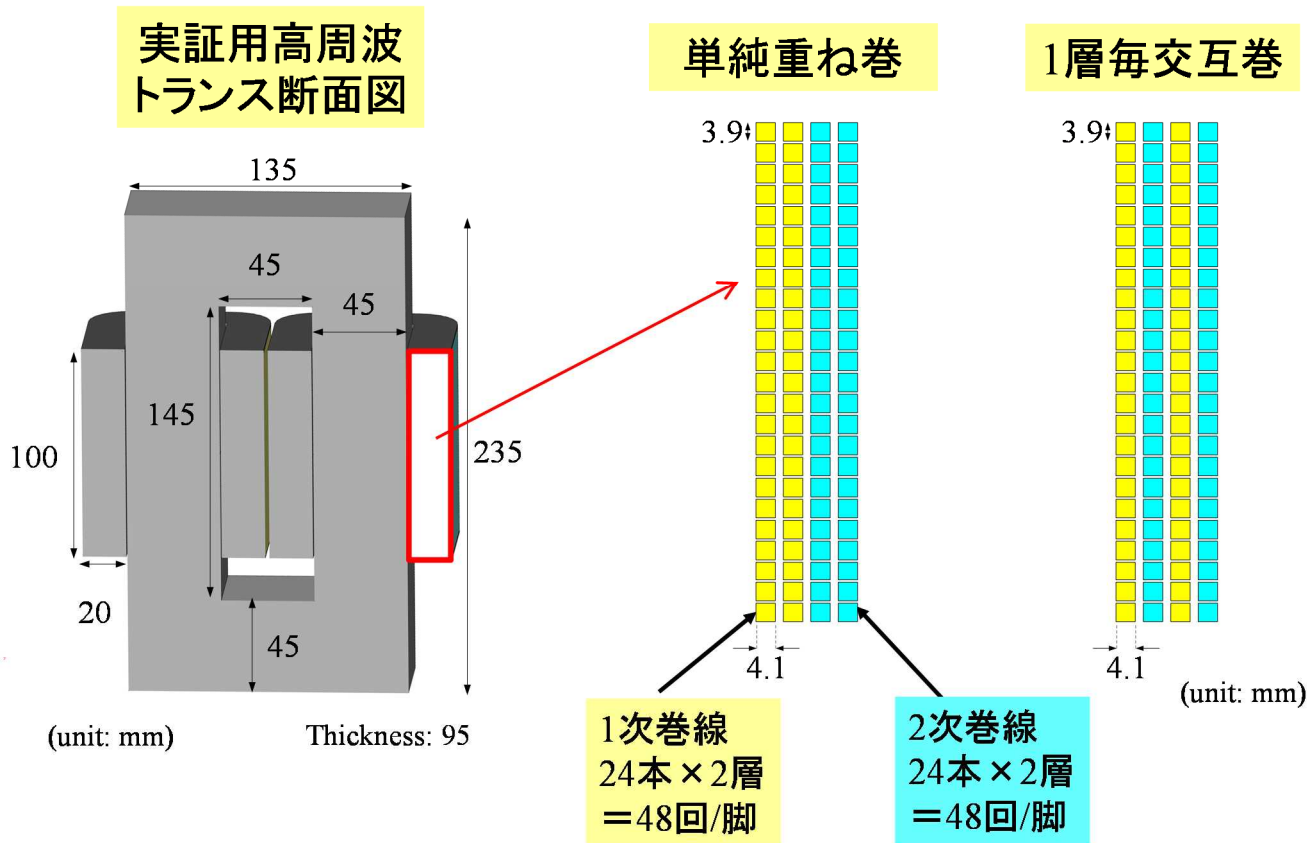


図 3-7-12 単純重ね巻と1相毎交互巻の巻線配置

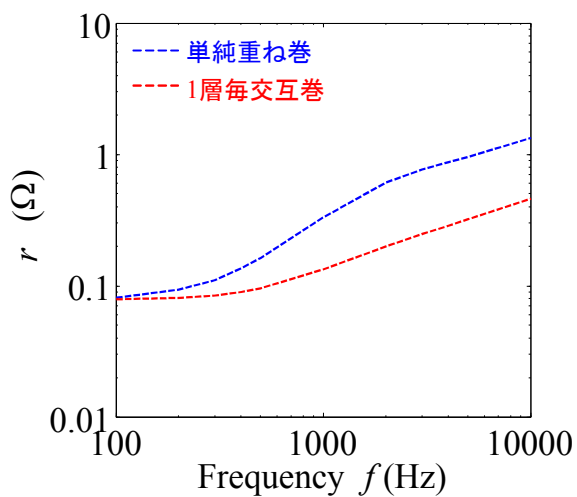


図 3-7-13 周波数対巻線抵抗特性の計算値
(巻線形状 3.9mm×4.1mm)

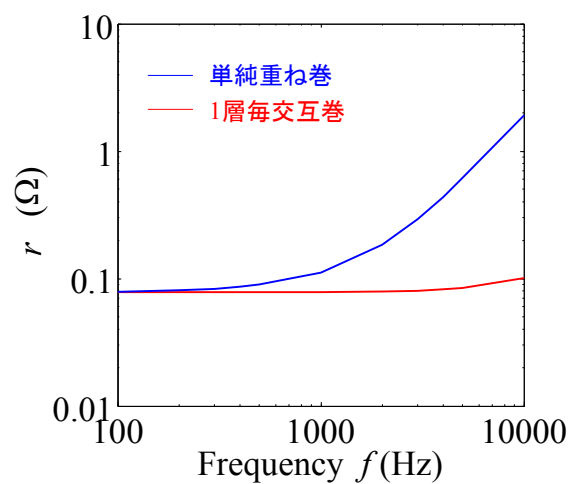


図 3-7-14 周波数対巻線抵抗特性の計算値
(巻線形状 16mm×1mm)

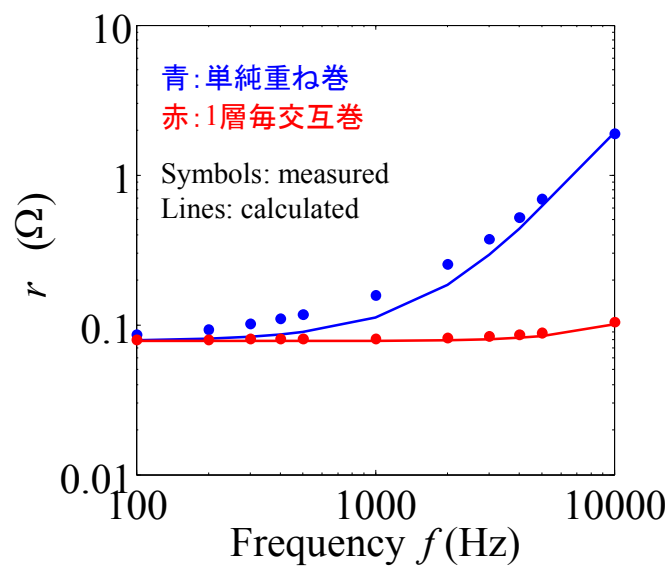
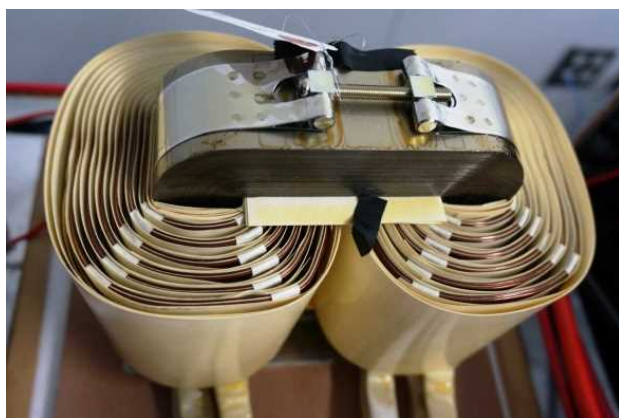


図 3-7-15 周波数対巻線抵抗特性の実験結果 (巻線形状 16mm×1mm)



(a) 単純重ね巻



(b) 1層毎交互巻

図 3-7-16 5kVA、2巻線試作器の外観

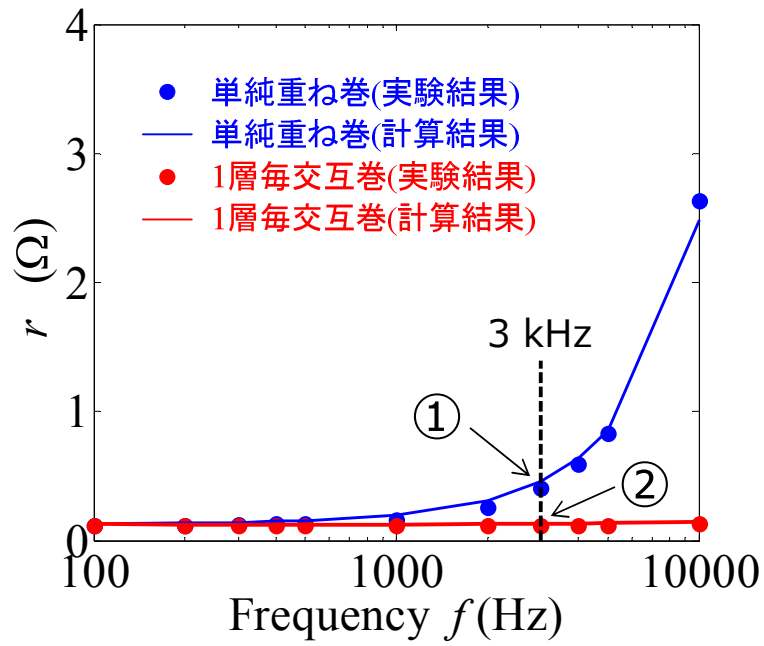


図 3-7-17 5kVA、2 巻線試作器の巻線抵抗

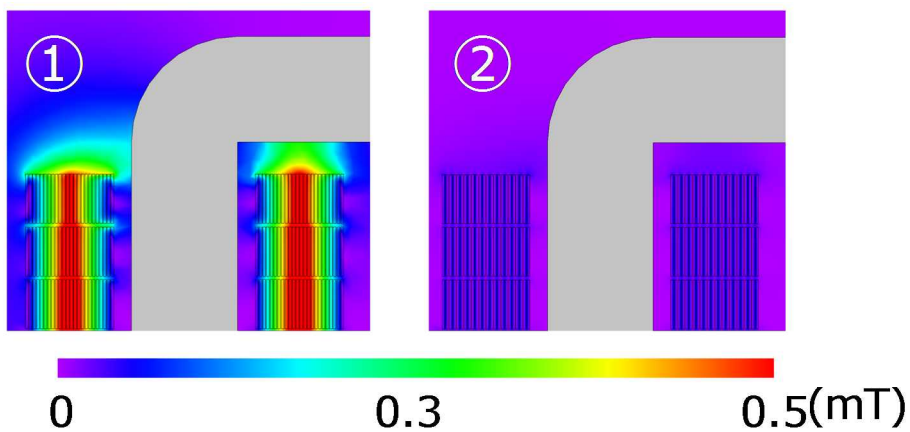


図 3-7-18 5kVA、2 巻線試作器の巻線抵抗 (図 3-7-15 中の①、②と対応)



(a) 単純重ね巻



(b) 1層毎交互巻

図 3-7-19 500kVA 試作器の外観

表 3-7-5 500kVA 試作器の主要諸元

定格電力	500 kVA
設計駆動周波数	3 kHz (矩形波)
1次巻線 電圧/電流	2.4 kV / 208 A
2次巻線 電圧/電流	4.8 kV / 104 A
1次巻線/2次巻線 巻数	30 / 60
鉄心	2605HB1M (アモルファス)

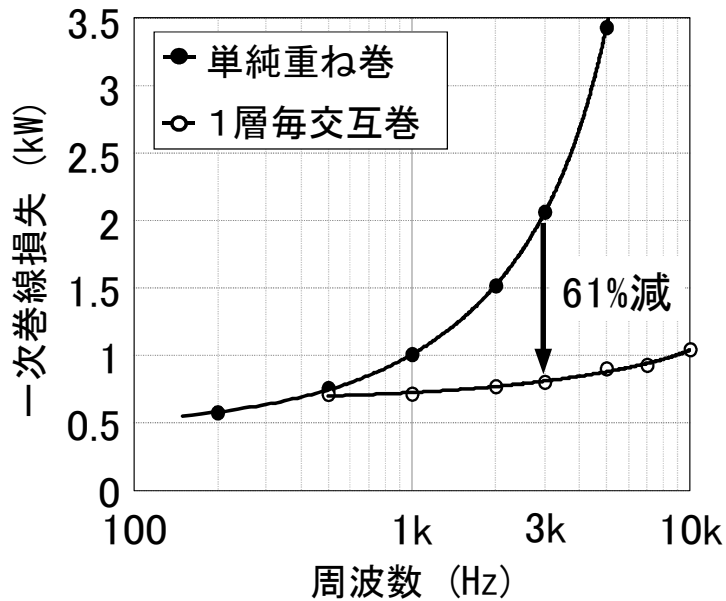


図 3-7-20 500kVA 高周波変圧器における1次巻線損失の周波数特性

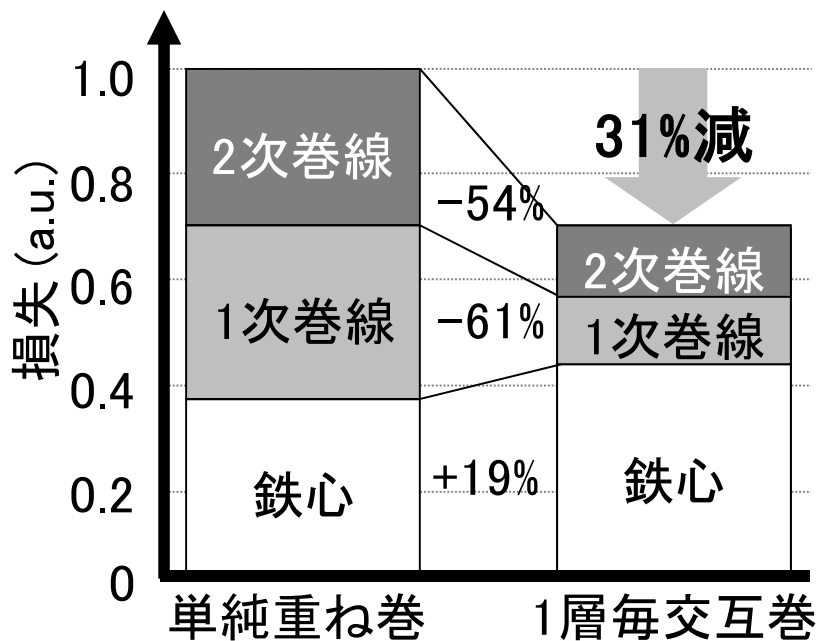


図 3-7-21 500kVA 高周波変圧器における損失比較

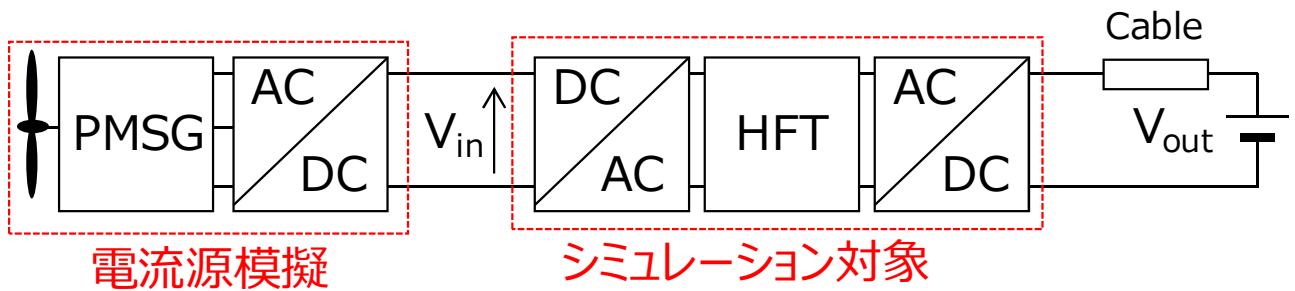


図 3-7-22 DC-DC 変換器を搭載した風車の構成図

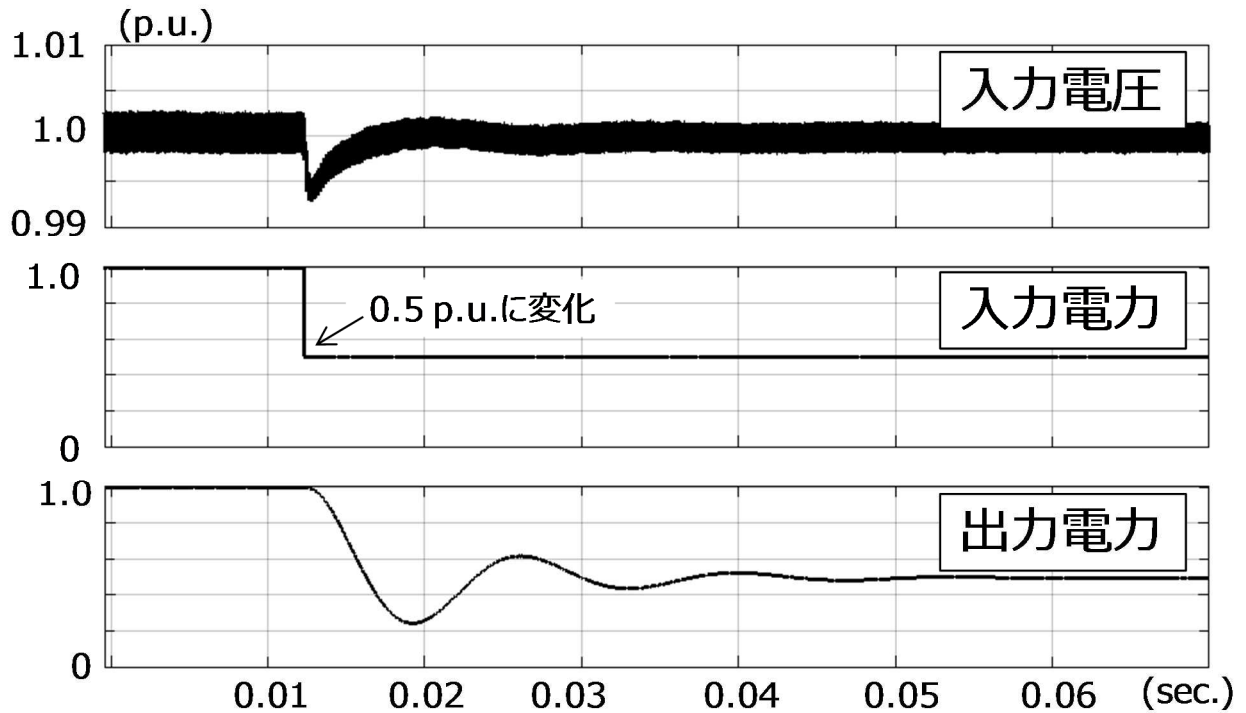


図 3-7-23 入力電圧制御のシミュレーション結果

④ガス絶縁変圧器の洋上変電所への適用検討

(a) 変圧器の絶縁設計～電界解析による検討～

直流系統に変圧器を接続する場合には、直流電圧印加によって変圧器の内部で絶縁破壊が生じないように機器内部の絶縁設計を行う必要がある。そこで、ガス絶縁変圧器(以下、GIT)について、過去に実績のある直流送電用の油入変圧器(以下、OIT)と同等の絶縁構成にて電界解析を実施した。また、実施した電界解析より、直流送電用の GIT の課題の抽出を行った。

(b) 電界解析条件

電位の集中度合(等電位線の粗密)は、直流電圧(DC)の場合には体積抵抗率が高いものに、交流電圧(AC)の場合には比誘電率が低いものに集中する。変圧器は複数の絶縁媒体で構成されるため、前述のことを考慮し、変圧器を構成する絶縁材料の特性を表 3-7-6 および表 3-7-7 の通りとし、巻線端部絶縁構成の電界解析を実施した。

表 3-7-6 解析条件 (GIT の場合)

	ガス	絶縁紙	プレスボード
体積抵抗率の比 (DCの場合に支配的)	1000	1	1
比誘電率 (ACの場合に支配的)	1	1.85	3.4

表 3-7-7 解析条件 (OIT の場合)

	油	絶縁紙	プレスボード
体積抵抗率の比 (DCの場合に支配的)	1	30	30
比誘電率 (ACの場合に支配的)	2.2	3.3	4.4

(c) 電界解析結果

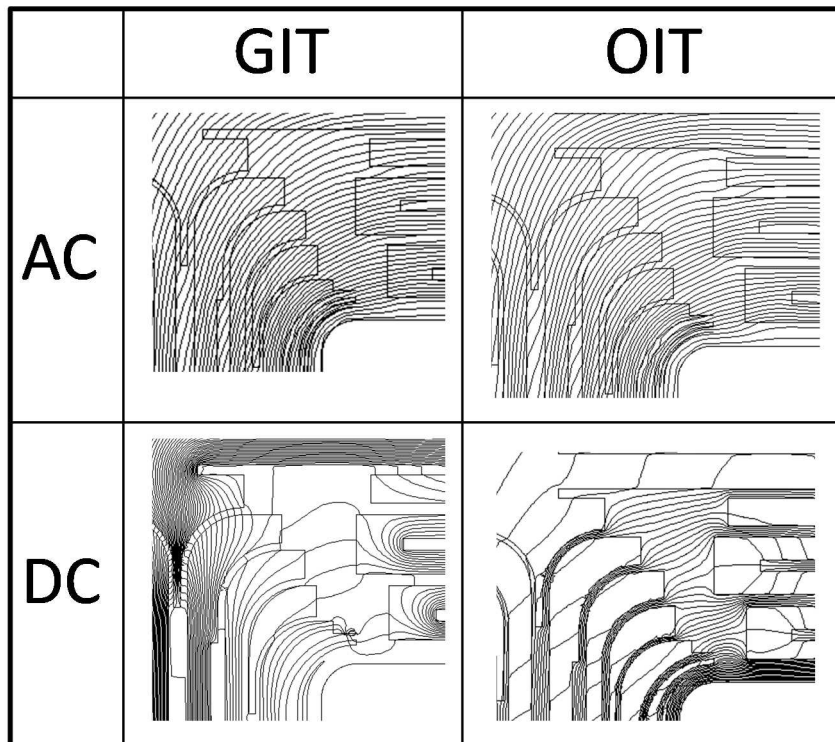
■ 交流の場合

比誘電率の違いから、“油に分担する電圧” < “ガスに分担する電圧” となるが、等電位線の分布に大きな相違は見られなかった。

■ 直流の場合

直流では、抵抗率の高い絶縁媒体に電圧が多く分担する。このため、OIT では絶縁紙・プレスボードに、GIT では SF₆ ガスに電圧が多く分担する分布となった。絶縁耐力は固体絶縁物である絶縁紙・プレスボードに比べ、SF₆ ガスの方が低いことから、高い直流電界下における絶縁設計は OIT よりも GIT の方が厳しくなると考えられる。

表 3-7-8 等電位線図の比較



以上より、GITでOITと同程度の絶縁裕度を確保する場合、変圧器寸法・重量がOITに対して増大し、変圧器コストの増加が懸念される。

(d) まとめ

現行の直流送電用のOITの絶縁構成でも、変圧器に印加される電圧が交流のみであればガス化できると推測される。直流電圧が印加される場合には、絶縁設計の観点からGITの新規開発が必要となる。変換器用変圧器にGITを適用する場合、OITに対して寸法・重量・コストの増加が懸念される。これらをふまえ、環境面などを含め、多方面からGITの適用によるメリットを評価する必要がある。

3. 知的財産等の取得、成果の普及

各実施者の特許出願件数、論文等の対外発表の実績を以下に示す。

特許については、報告書を NEDO に提出することを実施者に義務付け、本事業の出願・登録の動向を把握している。また、NEDO は各実施者に対し、本事業の成果を技術情報の流出に配慮しつつ、実用化、事業化につながる等、有効的なものは適切に成果を発表・公表するように指導した。

表 3-8-1 特許出願件数、論文等の実績

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	計
特許出願（うち 外国出願）	—	9 (2)	8 (2)	8 (2)	19 (10)	44 (16)
学会発表、論文 (査読付)	1 (1)	14 (3)	17 (3)	20 (0)	31 (3)	83 (10)
講演、その他	5	1	2	5	5	18

4. 実用化・事業化に向けた見通し及び取り組みについて

1. 実用化・事業化に向けた見通し及び取り組みについて

本事業全体の実用化・事業化に向けたシナリオを図 4-1 に示す。洋上直流送電の実用化に向けて、2019 年 4 月に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）」が施行される等、制度面の整備が進んでいる。具体的には、環境アセスメント（4～5 年）及び建設作業（2～3 年）を経て発電事業を開始するため、2020 年に促進区域を選定した場合、発電開始は 2028 年頃になる。

本事業終了時点で、要素技術開発で行った機器開発は完了し、製品化できたものから順次海外の機器市場に参入していく。

システム開発については、2020 年度開始の NEDO「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」（以下、後継事業とする。）において、実機の挙動（応答遅れ、高調波、ノイズ、振動等）を踏まえた多端子システムの開発を引き続き行う。本事業、及び後継事業における NEDO 事業の成果を基に、2021 年までに国内標準化案（成果①）を作成し、国内の基本設計に活用する。また、2023 年までに国際標準化案（成果②）を作成し、国内では国際標準化案に準拠して建設を開始するとともに、海外のシステム市場に参入する。

以下、システム開発及び要素技術開発ごとに実用化の見通しを記載する。

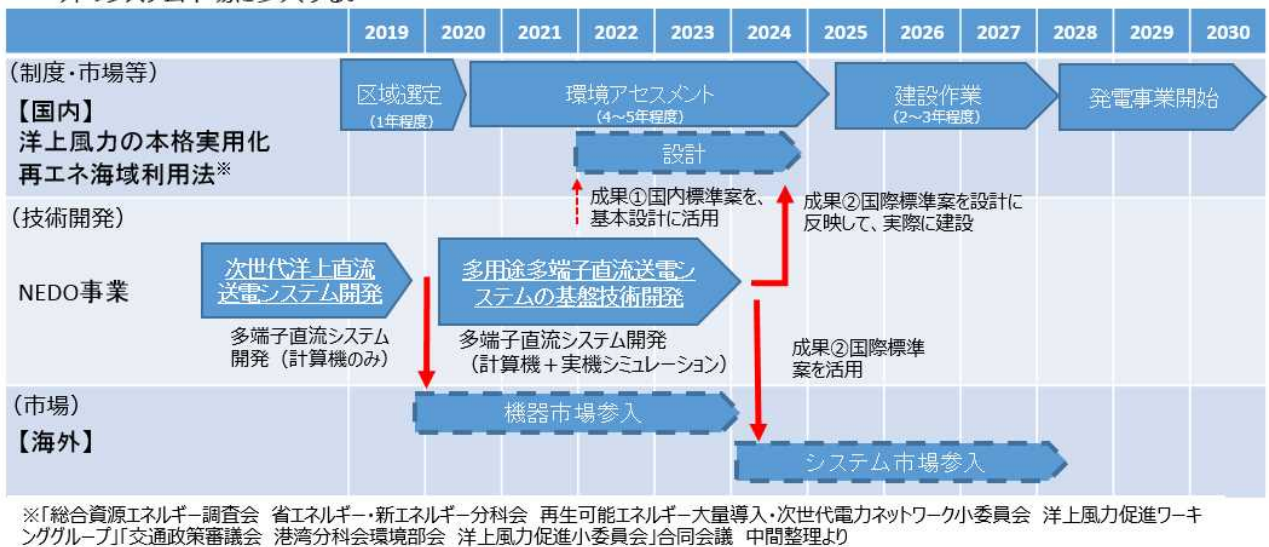


図 4-1. 実用化・事業化に向けたシナリオ

1.1 システム開発

1.1.1 実用化・事業化の定義

本事業で開発された、多端子直流送電システムの計画・設計、システム制御技術などの設計・解析手法の一般化を行い、広く利用可能な技術として確立させること。

1.1.2 成果の狙い

本研究開発は、今後、多端子直流送電システムを導入する際に不可欠となる技術のうち、特に、系統計画・設計や制御・保護等の設計・解析手法を確立することを目的としている。今後、多端子直流送電システムを導入する際、得られた成果を活用することで、多端子直流送電システムの導入が進みやすくなるとともに、多端子直流送電システムの設備が効率的な構成・設計となり社会コストが低減されることを狙いとしている。また、接続する大規模洋上WFの設備が効率的な構成・設計となり、風力事業者の事業性が向上することも期待できる。

1.1.3 成果の実用化・事業化可能性

多端子直流送電システムの計画・設計、システム制御技術などの設計・解析手法は事業終了と同時に技術的にほぼ確立した。そして事業終了後1年で、我が国への事業性評価のための手法として、成果報告書やシステム標準仕様書などとして一般化する。

日本の周辺における太平洋や日本海の水深を考慮すると、着床式の大規模洋上WFは、海岸線に沿う形で計画される可能性が考えられる。このような形で分布した大規模WFを、一定の信頼度を維持しつつ、陸上の連系可能点まで接続することを考えると、陸上の送電系統の一部を代替する洋上直流送電システムに、複数の地点において、多端子で分岐する形でWFが接続することが最も経済的となる可能性が高い。従って、我が国では、事業終了後、大規模洋上WFの計画に合わせて多端子直流送電システムが計画され、そこに「システム開発」で開発した技術が活用される。

また、欧州においても、北海に直流グリッドを構築することや、直流グリッドに洋上WFを接続することを目的として、多端子直流送電システムに関する技術開発が行われている。日本の事業者やメーカーが、欧州や北米のプロジェクトへ参画する際にも、本事業で開発した技術を活用することができる。

1.1.4 成果の展開に向けたシナリオ

本事業の成果が、大規模洋上WFの計画に活用されるためには、日本において、大規模洋上WFが複数計画されることが必要となる。案件化に向けて、我が国の広域連系系統の長期方針や整備計画の策定などに携わる広域機関等に対して広く成果を発信し、再生可能エネルギー導入拡大における多端子直流送電システムの重要性・有効性の認知へつなげる。さらに、ユーザーとなりうる電力会社（送配電事業者）に対しても広く成果を発信することで、再生可能エネルギーの導入拡大のための多端子直流送電システムの導入について、案件化に向けた働きかけを行う。。

1.1.5 成果の展開に向けた戦略

本事業の成果として、多端子HVDCの制御・保護の標準仕様書を作成し、また、想定モデルケースにおいては交流系統よりも、開発した直流系統システムの方がコスト面で優位性を示した。尚、本事業ではRTDSシミュレーションにより、5端子直流送電システムの制御・保護必要な要件を確認し、一定の成果を上げたが、実機を交えた検証までは実施していないなど課題も残る。本事業で明らかになった課題（下記①～③の3点）は、後継事業である、「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発（2020-2023年）」にて、引き続き解決のための研究開発を行う。

- ① 今回のシステム開発では、主に洋上風力の電力を消費地に一方向で送るための技術開発がメインとなっており、地域間での電力融通のような双方向に電力を送る複雑な制御までは対応できない。

- ②デジタルシミュレーションのみでは、実機を用いないと再現できない挙動の検証は難しい。多端子 HVDC システムの実用化には、特に高速動作する実際の保護装置の挙動も含めて考慮が必要。
- ③日本は近海でも深い海域があり、海底ケーブルの敷設が困難なエリアが存在し、ケーブル敷設が長距離化・高コスト化する。

本事業で得られた直流送電システムを事業化するためには、国内では制度・市場等の整備が順次進んではいるものの、まだ十分ではない。そのため、関係各所に働きかけていくとともに、制度等が整った段階ですぐに市場参加できるよう、技術力の蓄積を行っていく。また、洋上風力の研究開発や事業化が盛んな欧州などへの海外市場参加を視野に入れ、後継事業で得られた成果も含め国際標準化への働きかけを継続する。

1.1.6 成果の展開に向けた具体的取組

成果の展開に向けた具体的な取組の内容を図 4-2 に示す。本事業で得られた成果である標準仕様書は、後継事業で随時更新をしつつ、国際標準化への取り組みを行っていく。国際標準化への取り組みは、本事業より引き続き、東京電力ホールディングが中心となって行っていく予定である。後継事業内では、本事業で残された課題について、実機を含めた検証を行い、シミュレーションのみでは再現できない挙動を確認する。また、後継事業では、洋上風力による電力を消費地へ送る一方向の送電を想定した技術開発のみならず、地域間融通などの双方向での送電を想定した技術開発を行っていく予定である。後継事業終了時点において、開発したシステムのユーザになると考えられる各社（一般送配電事業者・洋上風力の発電業者等）に成果を広く発信するとともに、実案件の事業化検討及び、各種機器の設計・製作・試験を進めていき、2030 年度の風力発電導入量 1GW 達成に貢献していく。



図 4-2. システム開発_成果の展開に向けた具体的な取組

1.1.7 成果の実用化・事業化の見通し

海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律等の政策的な支援もあり、我が国においては、今後、洋上風力の導入拡大が見込まれており、本事業の成果である異社間の連携を考慮した送電システムの活用が想定される。既存交流送電システムと比較し、

長距離送電が必要な場合ではコスト面で大きな優位性が出ることを示され、実現可能性が高まっている。（想定モデル上で 29%のコスト削減を達成）

多端子洋上直流送電システムの標準仕様書をもとに、IEC TC115 と調整しており、国際標準化することで、日本国内のみならず世界市場を獲得していく見通しである。

1.2 要素技術開発

1.2.1 実用化・事業化の定義

本事業で開発された多端子 HVDC システムの実現に必要な新規コンポーネントが、関連する業界や企業等で活用可能、または企業活動（売上等）に貢献可能であること。

1.2.2 成果の狙い

本研究開発は我が国の今後の洋上風力発電の大規模導入に不可欠となる、多端子洋上直流送電システムの実用化に必要な新規要素技術を開発することを目的としている。得られた成果は国際競争を優位に進め、実用化後の国際市場への参入を可能にしつつ、将来、我が国で実案件化した際には低コストで高信頼性を有するオールジャパンのシステムの各要素になることを狙いとしている。

1.2.3 成果の実用化・事業化可能性

要素技術開発では、本事業の中でシステム開発へ提供するコスト情報、特性値を得るだけでなく、事業期間において実用化に向けた基盤技術を確立した。このため、各要素技術において、試作、評価試験を行い、一部開発テーマにおいては、長期信頼性試験を実施した。長期信頼性試験を実施しない要素技術についても、規格に則った試験環境、基準において型式試験を実施したり、模擬試験を通して設計指針を決めたりするため、実用化へ向けた準備を事業期間で完了した。従って、事業終了後の実用化は十分可能であると言える。

1.2.4 事業化までのシナリオ

各実施者とも、本事業終了後 3 年を目途に速やかに事業化する計画としている。事業者により事業化計画は異なるが、製品化に向けた作りこみを継続して実施し、必要な設備投資をしたうえで海外案件への参入を含めた活動を開始する。

また、要素ごとにそれぞれ市場があり、海外市場に早期参入して知見・経験を積み、我が国の案件が生じた場合においては、海外企業に対してより競争力を持つと期待される。

1.2.5 成果の展開に向けた戦略

本事業終了時点にて、要素技術開発では、各実施者とも実用化・事業化が可能な一定の成果を上げている。その各々の成果と、今後の課題や対応策等の戦略は次のとおり。

○高電圧直流遮断器（実施者：東芝エネルギーシステムズ）

成果：40kV スケールモデル直流遮断器にて遮断電流 8kA, 遮断時間 5ms 以下を達成。

課題：実用化には高電圧化 (320kV・500kV) に対する検証試験が必要。

○洋上 P F 基礎（実施者：大林組）

成果：日本沿岸海域に合わせ、コストを考慮した洋上 P F 基礎の構造・施工方法の選択が可能。今後想定される、洋上風力等の建設にて採用できる。

課題：詳細な施工検討（SEP 船、基地港など）や実大規模での長期挙動の性能確認が競争力強化には必要。

○直流ケーブル技術・工法（実施者：住友電気工業）

成果：異社間の分岐ジョイント技術や、ケーブル敷設の工法・設備を開発し、深度等にも合わせた、ケーブル最適設計が可能となった。更にシステム開発において「海底ケーブル布設ルート最適設計手法の開発」を完了した。本開発にて、525kV 長距離直流海底送電ケーブルシステムを実現する事が可能となり、最終目標を達成した。（深海除く）

課題：各種技術・工法はすでに長期間性能確認等の性能確認まで完了しており、十分に実用化にたる技術である。また深い海に囲まれた我が国での更なる洋上風力や直流海底の促進を図るためには、「深海ケーブル」の技術開発も必要である。

○直流ケーブル技術・工法（実施者：古河電気工業）

成果：ダイナミックレイティング技術および異径ケーブル接続技術の開発目標達成により、直流 500kV 級 (525kV) のケーブルコストを 20%削減した。

課題：異形ケーブルの接続技術は信頼性試験まで終えているため、そのまま市場適用可能。ダイナミックレイティング技術は実フィールドの長距離での適用を課題とするが、直流での適用を待たず、要求のある案件から適用を開始する。

1.2.6 成果の展開に向けた具体的取組

1.2.5 の記載のとおり、事業者ごとに事業化に向け取り組んでいく予定である。その具体的なスケジュールを図 4-3 に示す。

また、本事業の開発で行ったケーブルルートの検証結果より、日本近海では離岸距離が大きくなると水深が 500m 以上の深い領域があり、現在の技術ではその部分を迂回してケーブルを敷設する必要があることが明らかになった。そのため、深海に適用できるケーブルを開発することで、更なるケーブル面でのコスト削減効果が期待できる。そこで、後継事業である「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」では、住友電気工業と古河電気工業が実施者として参加し、直流深海ケーブルの開発を行うことから、本事業の成果に後継事業の成果が加わることで、事業化の期待がさらに高まる。

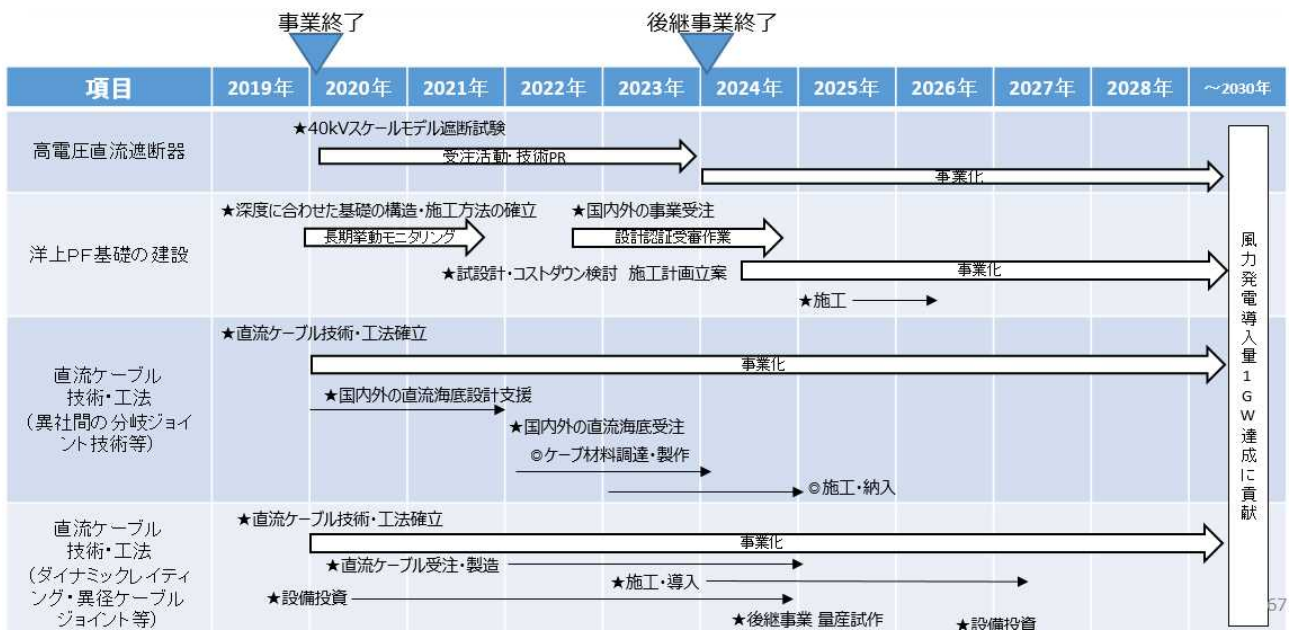


図 4-3. 要素技術開発_成果の展開に向けた具体的な取組

1.2.7 成果の実用化・事業化の見通し

以下に各々の技術における、成果の実用化・事業化の見通し（ニーズ等）を記載する。

○高電圧直流遮断器（ハイブリッド直流遮断器）

ハイブリッド直流遮断器は、複数回線ある場合、半導体遮断部を各回線で共通化できるため、既存のハイブリッド直流遮断器と比べ、大幅なコスト削減が可能である。（想定モデルの5端子接続の場合、約30%の機器コスト削減）

○洋上PF基礎

サクシオン基礎は、洋上変電施設だけでなく、着床式洋上風車基礎、浮体式洋上風車基礎等、幅広く海洋構造物の基礎として適用可能であり、事業化のフィールドは広い。

○直流ケーブル技術・工法

ケーブル敷設工法は、ケーブル敷設の工期短縮とコスト削減が見込まれ、洋上風力導入が拡大している欧州等でもニーズがある。

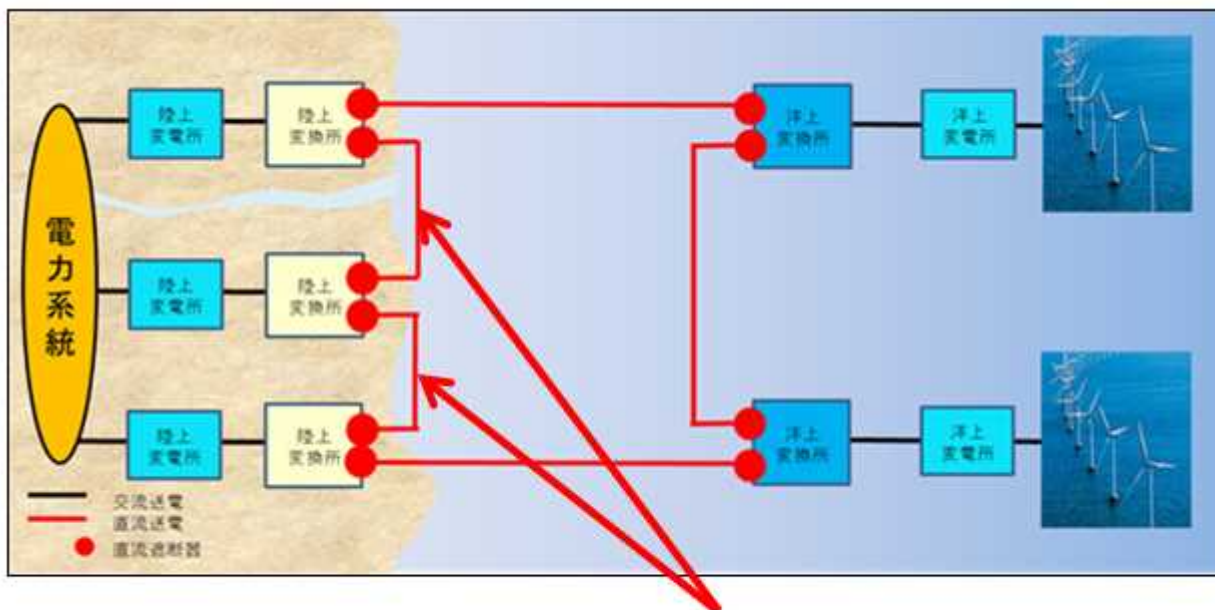
直流ケーブルの異社間の分岐ジョイント技術は、WF増設対応時にマルチベンダー化が可能となる。よって、ケーブル会社間の競争の場とすることができ、コスト面・工期面で有益となるように、WFを建設できる。次々と増設される洋上風力発電のWFに対して、ニーズのある技術である。

1.3 波及効果

本事業で開発した直流送電システム及び要素技術は、目標とした多端子洋上直流送電システムへの適用以外にも、応用が利く技術である。具体的に、以下に示す。

○本事業で開発した直流送電システムは、洋上風力発電からの送電のみならず、地域間連系線や離島連系に活用ができる。地域間連系を視野に入れた直流送電システムの開発は、後継事業である「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」で取り組んでいく予定である。

（図 4-4）



地域間連系線・離島連系として応用

図 4-4. 地域間連系線・離島連系への応用

- 再生可能エネルギーの導入が進む中、直流の利用が再度注目されている。開発した直流送電に係るシステムと要素技術は HVDC のみならず、電圧階級を落とした MVDC や LVDC など配電や消費用途にも応用ができる。(図 4-5)



2019年度NEDO調査「直流利活用に関する技術マップ及び技術ロードマップ策定に関する調査」成果報告書より
 “直流利活用の2050年のイメージ例”

図 4-5. 直流技術 (HVDC・MVDC・LVDC) への応用 (イメージ図)

- 直流ケーブル技術として開発した、ダイナミックレイティング技術は交流ケーブルにも適用可能であり、既存ケーブルの低コスト化が期待できる。

「次世代洋上直流送電システム開発事業
システム開発／要素技術開発」

事業原簿【公開】

(2/2)

担当部	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 スマートコミュニティ部
-----	--

プロジェクト基本計画

「次世代洋上直流送電システム開発事業」基本計画

スマートコミュニティ部

1. 研究開発の目的・目標・内容

(1) 研究開発の目的

① 政策的な重要性

今後のエネルギー政策として、再生可能エネルギーの最大限の導入を進め、できる限り原子力発電の依存度を低減させることが政府の目標として掲げられている。

また、平成 26 年 4 月 11 日に閣議決定された「エネルギー基本計画」にも、洋上風力発電の導入を最大限加速させるとともに、系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発を着実に進めることが記載されている。更に、平成 24 年 4 月に報告された総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会の中間報告でも、直流送電線が検証すべき課題としても記載されている。

② 我が国の状況

我が国は、再生可能エネルギーをエネルギー安全保障に寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギーと位置づけ積極的に推進していく方針を掲げている。再生可能エネルギーの 1 つである風力発電は、大規模に開発できれば経済性が確保できる可能性のあるエネルギーであり、陸上風力に加えて、陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において中長期的には洋上風力発電の導入拡大も不可欠である。近年、着床式洋上風力および浮体式洋上風力の事業化に向けた発電プラントの実証研究が進められているが、洋上風力活用のためには発電部分だけでなく、安定的かつ効率的に送電可能な送電システム技術の検討が必要である。

③ 世界の取組状況

洋上風力発電の導入が進んでいる海外では、既に洋上風力発電の直流送電システムが計画されている。

例えば、アメリカでは、「Atlantic Wind Connection」プロジェクトと呼ばれる洋上風力の長距離送電システムが現在、計画されているところである。このプロジェクトは従来の 2 端子直流送電システムを適用したプロジェクトである。欧州でも直流送電システムの洋上風力発電プロジェクトが進んでいるが、同様に、

2端子での直流送電を適用しているものである。

④ 本事業のねらい

今後、日本において、再生可能エネルギーを導入拡大するには、洋上風力を大規模に設置する必要があるが、大規模な洋上風力ウインドファームを設置する場合、沿岸部の送電網の整備状況等によっては、海中ケーブルによる長距離送電を行うことで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統に、あるいは需要地に直接接続する必要がある。新規に地上に送電系統を構築する事の制約などから、洋上と陸上間の複数のポイントで相互に接続する多端子の直流送電システムが想定される。

本事業では、高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する多端子直流送電システムと必要なコンポーネントを開発し、今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的とする。

(2) 研究開発の目標

① アウトプット目標（平成31年度末）

・研究開発項目(I)「システム開発」

【最終目標】

多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した1～3ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合20%以上の導入モデルケースを完成する。

【中間目標】

システム開発として多端子洋上直流送電システムの設計・調達・建設（EPC）と運転・保守（O&M）等を検討した結果を使い、また、多端子洋上直流送電システム向けに要素技術開発するコンポーネントの特性を使い、モデルケースの可能性検討を行い、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合20%を得る。

・研究開発項目(II)「要素技術開発」

【最終目標】

要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送

電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合20%以上へ貢献する。

【中間目標】

多端子洋上直流送電システム向けに新たに必要となるコンポーネントのプロトタイプ設計と試作、性能試験を行い、モデルケースから要求される特性を得る。あわせて、既存の交流送電システムに対して、モデルケースのコスト削減割合20%へ貢献する。

② アウトカム目標

本事業終了後、日本において、5年間程度を目処に3案件前後×1GWクラスの需要が見込まれる。欧州や米国においては、同規模の案件1、2件が見込まれる。さらに、洋上風力向けだけでなく、陸上を含めて、直流送電の観点から広義の送電技術における波及効果も期待される。例えば、日本だけでも長距離地域間連系線（F C周波数変換設備(50Hz/60Hz)、北本連系設備、その他の地域間連系線）などへの波及効果が期待できる。全案件に多端子直流系統が適用されれば、全体で2,400億円～4,000億円の経済効果が見込まれる。

③ アウトカム目標達成にむけての取り組み

洋上風力発電の導入拡大に向けた本事業成果の普及に向け、直流送電システムの実用化に向けた取り組みを実施する。

(3) 研究開発の内容

上記目標を達成するために、以下の研究開発項目について、別紙の研究開発計画に基づき研究開発を実施する。

【委託事業】

- ・ 研究開発項目(I) 「システム開発」
- ・ 研究開発項目(II) 「要素技術開発」

本研究開発は、実用化まで長期間を要するハイリスクな「基盤的技術」に対して、産学官の複数事業者が互いのノウハウ等を持ちより協調して実施する研究開発であり、委託事業として実施する。

2. 研究開発の実施方式

(1) 研究開発の実施体制

本研究開発は、NEDOが、単独ないし複数の企業、大学等の研究機関（原則、国内に研究開発拠点を有していること。ただし、国外企業等の特別な研究開発能力、

研究施設等の活用あるいは国際標準獲得の観点からの国外企業との連携が必要な場合はこの限りではない) から公募によって研究開発実施者を選定し実施する。

なお、各実施者の研究開発能力を最大限に活用し、効率的かつ効果的に研究開発を推進する観点から、必要に応じて、NEDO は第三者である外部専門家をアドバイザーとして選定し、各実施者は客観的立場からの技術的助言を受けそれぞれの研究テーマについて研究開発を実施する。

(2) 研究開発の運営管理

研究開発全体の管理・執行に責任を有する NEDO は、経済産業省及び研究開発実施者と密接な関係を維持しつつ、本研究開発の目的及び目標に照らして適切な運営管理を実施する。具体的には、必要に応じて外部有識者による技術検討委員会等を設置し、開発内容について審議し、その意見を運営管理に反映させる。

① 研究開発の進捗把握・管理

NEDO は、研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握する。また、外部有識者で構成する技術検討会を組織し、定期的に技術的評価を受け、目標達成の見通しを常に把握することに努める。

② 技術分野における動向の把握・分析

NEDO は、プロジェクトで取り組む技術分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について調査し、技術の普及方策を分析、検討する。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施する。

3. 研究開発の実施期間

平成 27 年度から平成 31 年度までの 5 年間とする。

4. 評価に関する事項

NEDO は、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、プロジェクト評価を実施する。評価の時期は中間評価を平成 29 年度、事後評価を平成 32 年度とし、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。また、中間評価結果を踏まえ必要に応じ研究開発の加速・縮小・中止等見直しを迅速に行う。

5. その他重要事項

(1) 研究開発成果の取扱い

① 成果の普及

本研究開発で得られた研究成果については NEDO、委託先とも普及に努めるもの

とする。

② 知的基盤整備事業又は標準化施策等との連携

得られた研究開発の成果については、知的基盤整備又は標準化等との連携を図るためデータベースへのデータ提供、標準案の提案等を積極的に行う。

③ 知的財産権の帰属

委託研究開発の成果に関わる知的財産権については、「独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構新エネルギー・産業技術業務方法書」第25条の規定等に基づき、原則として、すべて委託先に帰属させることとする。

(2) 基本計画の変更

NEDOは、研究開発内容の妥当性を確保するため、社会・経済的状況、内外の研究開発動向、政策動向、評価結果、研究開発費の確保状況、当該研究開発の進捗状況等を総合的に勘案し、達成目標、実施期間、研究開発体制等、基本計画の見直しを弾力的に行うものとする。

(3) 根拠法

本プロジェクトは、「独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法」第15条第1号イに基づき実施する。

6. 改訂履歴

(1) 平成27年3月、基本計画制定。

(別紙) 研究開発計画

研究開発項目 (I) 「システム開発」

1. 研究開発の必要性

今後、大規模な洋上風力ウィンドファームを設置する場合には、沿岸部の送電網の整備状況等によっては、海中ケーブルによる長距離送電を行うことで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統に、あるいは需要地に直接接続する必要がある。新規に地上に送電系統を構築する事の制約などから、洋上と陸上間の複数のポイントで相互に接続する多端子の直流送電システムの開発を推進する必要がある。

2. 研究開発の具体的内容

本技術開発では、我が国における洋上風力発電システムの直流送電システムへの適用を想定し、モデルケースの可能性検討、系統計画、集電系の設計、コスト試算、社会受容性調査や必要に応じて制度・ルールの提言等を行う。モデルケースについては、システム検討を行い、5項目の性能(システム損失の低減、システム信頼性の向上、電力フロー制御性の向上、送電容量の増大、環境負荷の低減)を評価する。

3. 達成目標

【中間目標】

システム開発として多端子洋上直流送電システムの設計・調達・建設(EPC)と運転・保守(O&M)等を検討した結果を使い、また、多端子洋上直流送電システム向けに要素技術開発するコンポーネントの特性を使い、モデルケースの可能性検討を行い、既存の交流送電システムに対して、コスト削減割合20%を得る。

【最終目標】

多端子洋上直流送電システムのモデルケースから、導入を想定した1～3ケースを選択・システム設計し、また、要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプにおいて試験された信頼性データと、それらコンポーネントを選択したモデルケース向けに設計した特性を用いて、既存の交流送電システムに対して、平均稼働率(信頼性)等を含めたコスト削減割合20%以上の導入モデルケースを完成する。

研究開発項目（Ⅱ）「要素技術開発」

1. 研究開発の必要性

大規模な洋上風力発電電力を、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統等まで輸送する事を可能とする長距離送電網を実現するためには、信頼性が高く、また低廉性を有する長距離送電システムの開発が必要である。

2. 研究開発の具体的内容

長距離送電に適した直流型送電システムの開発・実用化に必要な高信頼化・低コスト化のための要素技術やコンポーネントを開発する。

3. 達成目標

【中間目標】

多端子洋上直流送電システム向け新たに必要となるコンポーネントのプロトタイプ設計と試作、性能試験を行い、モデルケースから要求される特性を得る。あわせて、既存の交流送電システムに対して、モデルケースのコスト削減割合20%へ貢献する。

【最終目標】

要素技術開発されたコンポーネントのプロトタイプの信頼性試験を行い、また、選択されたモデルケースに向けた設計と特性検討、あるいは、設計と試作、性能試験を行い、それらコンポーネントの仕様を完成する。あわせて、既存の交流送電システムに対して、そのモデルケースの平均稼働率（信頼性）等を含めたコスト削減割合20%以上へ貢献する。

事前評価関連資料

(事前評価書、パブリックコメント募集の結果)

事前評価書

	作成日	平成27年2月2日
1. プロジェクト名	次世代洋上直流送電システム開発事業	
2. 推進部署名	新エネルギー部	
3. プロジェクト概要（予定）		
(1) 概要		
1) 背景		
<p>我が国は、再生可能エネルギーをエネルギー安全保障に寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギーと位置づけ積極的に推進していく方針を掲げている。再生可能エネルギーの一つである風力発電は、大規模に開発できれば経済性が確保できる可能性のあるエネルギーであり、陸上風力に加え、陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において中長期的には洋上風力発電の導入拡大も不可欠である。近年、着床式洋上風力および浮体式洋上風力の事業化に向けた発電プラントの実証研究が進められているが、洋上風力活用のためには発電部分だけでなく、安定的かつ効率的に送電可能な送電システム技術の検討が必要である。</p> <p>風力発電はエネルギー密度が低いため、まとまった電力を送電するためには複数の風力発電を集約してウィンドファーム構成とし需要地に供給を行うことになる。この送電にあたり、従来の交流送電では送電ロスが多く発生し長距離送電ができないため、発電電力を効率的に送電する直流送電システムの適用が必要である。</p> <p>風力発電は、太陽光発電と異なり、いわゆるスケールメリットが働きやすい発電形態であり、特に風況の良い洋上風力発電による導入拡大が期待されるが、大規模洋上風力ウィンドファームの計画は、前例が無く、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う問題点解決の実証を立案できない課題がある。今後、大規模な洋上風力ウィンドファームを設置する場合、沿岸部の送電網の整備状況等によっては、海中ケーブルによる長距離送電を行うことで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統に、あるいは需要地に直接接続する必要がある。新規に地上に送電系統を構築する事の制約などから、洋上と陸上間の複数のポイントで相互に接続する多端子の直流送電システムが想定される。</p>		
2) 目的		
<p>日本において、再生可能エネルギーの導入を拡大するには洋上風力を大規模に設置する必要がある。その設置には電力消費地への長距離送電が課題となる。そのため、高い信頼性を備えかつ低コストで実現する多端子直流送電シ</p>		

システムを開発し、今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立する。

本事業では、洋上風力向け多端子直流送電システムと必要なコンポーネントを開発するとともに、大規模洋上風力開発のモデルケースについて可能性検討を行うことを目的とする。

3) 実施内容

上記目的のため、大規模洋上風力発電電力を電力需要地へ送電するため、高信頼性・低廉性を有する多端子直流送電システムの実用化に向けたシステムと要素技術の開発を行う。

研究開発項目① システム開発

大規模洋上風力開発のモデルケースについて、コストや運搬性、メンテナンス性等の効果に基づきシステム検討を行い、システム損失の低減や信頼性の向上等の性能について評価する。

研究開発項目② 要素技術開発

大規模洋上風力向け多端子直流送電システムを構築する場合に新たに必要となるコンポーネントを開発する。

(2) 規模 総事業費（需給）45.1 億円（委託）

(3) 期間 平成 27 年度～31 年度（5 年間）

4. 評価内容

(1) 研究開発の目的・目標・内容

1) 研究開発の目的

- ① 国内外の周辺動向（規制・政策動向、エネルギー需給動向、社会・経済動向、産業構造、市場動向等）を踏まえているか。また、政策課題や中期目標に掲げる NEDO のミッションに合致しているか。更に、民間活動のみでは改善できない又は公共性や緊急性が高いプロジェクトであるか。
- ② 本事業を実施しない場合、日本の政策上、産業競争力上又はエネルギー・環境上のリスクは何か。

- ① 平成26年4月11日に閣議決定されエネルギー基本計画の中で、「再生可能エネルギーを受け入れるための地域内送電線や地域間連系線が必要となることから、まず、風力発電事業者からの送電線利用料による地域内送電線整備に係る投資回収を目指す特別目的会社の育成を図っていく。」と記載があり、平成24年4月の総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 - 中間報告にて直流送電のおける十分な検証を行うべきとの記載がある。

再生可能エネルギーの導入拡大のためには、洋上風力発電の推進が必

要不可欠で、そのためには洋上直流送電システムの開発が必要となる。本事業は、エネルギー自給率の向上、エネルギー源の多様化及び地球温暖化対策の観点から重要であり優先度が高いプロジェクトであるとともに、民間企業単独では実施困難なことから、国家の関与が必要と考えられる。また、我が国の再生可能エネルギー拡大の鍵となる大規模洋上風力の設置に必要な技術であり、プロジェクトを実施する優先度・緊急性は高いと判断出来る。

本事業は、民間企業にとって投資リスクが大きく革新的な技術開発や標準化に向けた取組については政策実施機関かつ中立的な立場であるNEDOが本事業に取り組むことは妥当と考えられる。

- ② 日本での大規模洋上風力発電技術に必要な多端子直流送電技術の発達が遅れることにより、洋上風力市場規模拡大の効果が減少し、建設・運用コストが高くなることから、産業界等の負担が増加する恐れがある。更には、欧米市場における国産技術のビジネス機会を喪失する恐れがある。

また、1GWクラスの洋上風力再生可能エネルギーの導入拡大は、現状の技術制約や経済的な制約により実現が難しく、実際には100～200MWクラスの規模に限定される。また、系統連系の接続保留などの課題から、導入量（導入案件）も、1地域に1案件レベルに限定される。その為、次世代に必要な多端子直流送電技術を適用した大規模風力発電システムの導入が遅れる恐れがある。

2) 研究開発の目標

① アウトプット目標

国内外の競合技術のポジショニング状況を踏まえ、戦略的かつ具体的（定量的）な成果目標の設定がなされているか。また、想定する成果（アウトプット）は、十分に意義があり、市場競争力（コスト、クオリティー、バリュー等）が見込めるものか。

② アウトカム目標

目的の達成による効果予測（アウトカム）は、投じる予算との比較において想定される市場規模または産業インフラ育成の観点から十分であるか。

① アウトプット目標：

1GWクラスの50/60Hz陸上域間連系向け100km長距離直流送電システムのコストは約1000億円/案件である。従い、陸上交直変換所の場合だが、1案件あたり20%のコスト削減により約200億円のコスト削減効果がある。従い、複数の洋上風力発電を接続した大規模電力を洋上で長距離送電することで、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送

電系統に直接接続することを可能とするシステムの実証案件にて、陸上送電設備投資費用に比して20%以上の投資額削減を可能とする。

② アウトカム目標：

本事業終了後、日本において、5年間程度を目処に3案件前後×1GWクラスの需要が見込まれる。欧州や米国においては、同規模の案件1、2件が見込まれる。さらに、洋上風力向けだけでなく、陸上を含めて、直流送電の観点から広義の送電技術における波及効果も期待される。例えば、日本だけでも長距離地域間連系線（周波数変換設備(50Hz/60Hz)、北本連系設備、その他の地域間連系線）などへの波及効果が期待できる。全案件に多端子直流系統が適用されれば、全体で2,400億円～4,000億円の経済効果が見込まれる。

3) 研究開発の内容と設定根拠

プロジェクトの全体目標からみて、研究開発項目と内容が論理的に設定されているか。

大規模な洋上風力発電電力を、比較的大きな接続可能量を持つ上位の送電系統まで輸送する事を可能とする長距離送電網を実現するためには、信頼性が高く、また低廉性を有する長距離送電システムの開発が必要である。そのため、長距離送電に適した直流送電システムの開発・実用化に向けた要素技術や小型軽量、メンテナンス頻度が低い次世代型の洋上変電設備の開発・実証を行うことで、今後の大規模洋上風力発電に向けた基盤技術を確立する。

研究開発項目① システム開発

モデルケースの可能性検討、系統計画、集電系設計、洋上風力ポテンシャルの検討、コスト試算、社会受容性調査、制度・ルールの提言を行う。

研究開発項目② 要素技術開発

直流遮断器など、各コンポーネントの開発と試作。発電機、変換装置、海底ケーブル・そのジョイントなどの最適設計・構成手法（含む、ダイナミックラインレーティング、敷設・運搬）の開発を行うと共に、直流の新方式など集電系の開発、風車タワー内昇圧機構、次世代方式の変換器、変圧器、冷却系、制御系の開発を行う。

設定根拠として、洋上風力発電ガイドと欧米の洋上風力プロジェクトの計画・建設・運開・メンテナンスの費用から優先する開発項目を設定した。また、外部意見を集約して、大小開発項目、課題、性能・効果、提案・解決方法の一覧表から、性能・効果の関連性、順序、優先順位付け、調達可能な技術と不可能な技術について検討し、開発項目を設定した。実証試験の具

体的準備としてモデルケースの可能性検討を開発項目に設定したが、プロジェクト全体目標からみて、研究開発項目と内容が理論的に設定されていると考えられる。

(1) 研究開発の目的・目標・内容についての総合的評価

再生可能エネルギーの導入にあたり、本事業で洋上風力発電直流送電技術を確立することにより、太陽光発電と比べ導入量が圧倒的に小さい風力発電の拡大が図れること、風力発電の導入ポテンシャルに対する現状の風力発電接続可能量とのギャップを埋める事に寄与することから、本事業の目的・目標・内容については妥当と考えられる。

(2) 研究開発の実施方式について

1) 研究開発の実施体制・運営方式

成果目標を効果的・効率的に達成するうえで、適切な実施体制の想定はあるか。また、外部有識者による委員会やステージゲート方式等を検討しているか。

電力系統（直流送電）分野と直流送電機器に関して日本を代表する大学、企業、電力会社の参加が想定され、産学が一体となり、また、その要素技術開発とシステム開発が一体となった体制が想定される。

また、要素技術開発とシステム開発とを相互フィードバックして一体開発するためステアリング委員会を設置する計画である。あわせて、モデルケースの可能性検討のためには、電力会社と風力発電事業者から助言頂く計画としている。

(2) 研究開発の実施方式についての総合的評価

本事業の実施体制、運営マネジメント方式は、本事業を実施する背景を十分反映していると考えられる。

特許、論文、外部発表等リスト

【特許】

番号	出願者	出願番号	国内外 国 PCT	出願日	状態	名 称	発明者
1	(株)日立製作所	P2016-089701	国内	2016/4/27	出願	多端子送電システム	吉原徹、他
2	(株)日立製作所	P2019-098515	国内	2016/5/17	出願	電力変換装置、発電装置、及び発電システム	川添裕成、他
3	(株)日立製作所	P2016-143415	国内	2016/7/21	出願	DC-DC コンバータ及びその運転方法	川添裕成、他
4	(株)日立製作所	P2016-143427	国内	2016/7/21	出願	多端子直流送電システム	吉原徹、他
5	(株)東芝	JP2016/087348	国際	2016/12/15	出願	直流遮断器の試験装置	橋本優平、他
6	(株)東芝	P2016-244414	国内	2016/12/16	出願	ガス絶縁開閉装置	網田芳明、他
7	(株)東芝	JP2016/087587	国際	2016/12/16	出願	ガス絶縁開閉装置	金谷和長、他
8	(株)日立製作所	P2016-254775	国内	2016/12/28	出願	電力変換器、および、これを用いた風力発電システム	畠山智行、他
9	(株)日立製作所	P2016-254778	国内	2016/12/28	出願	直流送電システム、および、その制御装置	吉原徹、他
10	(株)日立製作所	P2017-089511	国内	2017/4/28	出願	変圧器および電力変換システム	畠山智行、他
11	(株)東芝	JP2017/022322	国際	2017/6/16	出願	直流遮断器、直流遮断器の機械遮断装置、および直流遮断器用の半導体遮断装置	金谷和長、他
12	(株)東芝	JP2017/029380	国際	2017/8/15	出願	直流電流遮断装置	児山裕史 他
13	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2017-174574	国内	2017/09/12	出願	直流送電システム、直流送電システム用制御装置、直流送電システム用制御プログラムおよび直流送電システム制御方法	久保田雅之、他
14	東京電機大学	特願 2017-181182	国内	2017/9/21	出願	発電システム	西方正司
15	(株)東芝、 東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2017-215937	国内	2017/11/8	出願	制御装置、および制御方法	茂木里奈、他

16	(株)日立製作所	特願 2017-232289	国内	2017/12/4	出願	電力変換システム、電力変換システムの制御方法	畠山智行、他
17	(株)日立製作所	特願 2018-050685	国内	2018/3/19	出願	多端子直流送電システムおよび多端子直流送電システムの制御方法	吉原徹、他
18	東芝エネルギーシステムズ(株)	JP2018/018571	国際	2018/5/14	出願	直流遮断器、直流遮断器用の機械遮断装置、および直流遮断器用の半導体遮断装置	金谷和長、他
19	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-100015	国内	2018/5/24	出願	制御装置・電力変換器の制御方法、およびプログラム	宇田川恵佑、他
20	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-133530	国内	2018/7/13	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
21	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-133531	国内	2018/7/13	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
22	(株)日立製作所	特願 2018-201674	国内	2018/10/26	出願	交直変換所の保護制御装置、直流送電システムの保護制御システム、並びに交直変換所の保護制御方法	吉原徹、他
23	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-195270	国内	2018/10/16	出願	制御装置	児山裕史、他
24	東芝エネルギーシステムズ(株)	JP2018/046148	国際	2018/12/14	出願	直流遮断器	金谷和長、他
25	(株)日立製作所	特願 2019-060000	国内	2019/3/27	出願	直流送電システムとその保護制御装置並びに保護制御手法	吉原徹、他
26	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2019-070807	国内	2019/04/02	出願	制御システム	児山裕史、他
27	東芝エネルギーシステムズ(株)	JP2019/016130	国際	2019/04/15	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
28	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-556110	国内	2019/05/20	出願	直流遮断器の試験装置	橋本優平、他
29	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2018-556149	国内	2019/05/21	出願	ガス絶縁開閉装置	金谷和長、他
30	東芝エネルギーシステムズ(株)	JP2019/021681	国際	2019/05/31	出願	電力変換装置	金子恭大、他
31	東芝エネルギーシステムズ(株)	201680091563.3	国際	2019/06/13	出願	ガス絶縁開閉装置	金谷和長、他

32	東芝エネルギーシステムズ(株)	16924071.0	国際	2019/6/18	出願	直流遮断器の試験装置	橋本優平、他
33	東芝エネルギーシステムズ(株)	201680091558.2	国際	2019/06/13	出願	直流遮断器の試験装置	橋本優平、他
34	東芝エネルギーシステムズ(株)	201917026817	国際	2019/07/04	出願	直流遮断器の試験装置	橋本優平、他
35	東芝エネルギーシステムズ(株)	16923924.1	国際	2019/07/15	出願	ガス絶縁開閉装置	金谷和長、他
36	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2019-525217	国内	2019/07/12	出願	直流遮断器、直流遮断器用の機械遮断装置、および直流遮断器用の半導体遮断装置	金谷和長、他
37	東京電機大学	特願 2019-132231	国内	2019/7/17	出願	発電システム	西方正司
38	(株)日立製作所	特願 2019-191256	国内	2019/10/18	出願	直流送電システムの保護制御装置及び方法	吉原徹、他
39	東芝エネルギーシステムズ(株)	JP2020/000019	国際	2020/01/06	出願	直流遮断器	児山裕史、他
40	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2020-000420	国内	2020/01/06	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
41	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2020-000421	国内	2020/01/06	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
42	東芝エネルギーシステムズ(株)	特願 2020-000422	国内	2020/01/06	出願	直流電流遮断装置、直流電流遮断方法、及びプログラム	児山裕史、他
43	東芝エネルギーシステムズ(株)	201780093701.6	国際	2020/02/06	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他
44	東芝エネルギーシステムズ(株)	17921970.4	国際	2020/03/10	出願	直流電流遮断装置	児山裕史、他

(※Patent Cooperation Treaty: 特許協力条約)

【論文】

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名、ページ番号	査読	発表年月
1	N. Kimura, , Hong Kong	大阪工業大学	"Offshore wind energy with HVDC transmission: Recent development in Japan"	Proceedings of 10th International Conference on Advances in Power System Control, Operation &	有	2015/11/11

				Management (APSCOM 2015), 2015, pp. 1-5. doi: 10.1049/ic.2015.0232		
2	Ken-ichiro Yamashita, Shoji Nishikata	東京電機大学	A Simulation Model of a Self-Excited Three-Phase Synchronous Generator for Wind Turbine Generators	The 23rd International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM) 1365-1370	有	2016/6/24
3	Shoji Nishikata, Fujio Tatsuta	東京電機大学	Basic Characteristics of Synchronous-Commutated Inverter (SCI) / HVDC System for Wind Power Plants with Series-Connected Wind Turbine Generators	The 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 707-711	有	2016/11/15
4	F. Tatsuta, B. Liu and S. Nishikata	東京電機大学	A Simulation Method for Dynamic Performances of MW class Wind Turbine/Generator Using Laboratory-Size Simulator	The 19th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS2016) 1-6	有	2016/11/16
5	F. Tatsuta, and S. Nishikata	東京電機大学	Studies on Characteristics of PMSGs Used for Current-Source Type Wind Farm Composed of Series-connected Wind Generators	The 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS2017) 1-6 (pdf)	有	2017/8/13
6	Ken-ichiro Yamashita, Shoji Nishikata	東京電機大学	Steady-State Characteristics of Self-Excited Synchronous Generators with Damper Windings for Current-Source Type Wind Farm	The 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS2017) 1-6 (pdf)	有	2017/8/13
7	Akira Daibo, Yoshimitsu Niwa, Naoki Asari,	(株)東芝	High-Speed Current Interruption Performance of Hybrid	4th International Conference on Electric Power equipment-Switching technology	有	2017/10/22

	Wataru Sakaguchi, Kazuyasu Takimoto, Kazuhisa Kanaya and Takahiro Ishiguro		DCCB for HVDC Transmission System			
8	児山 裕史	東芝インフラシステムズ(株)	Operation and Experimentation of a Current Commutated Hybrid DC Circuit Breaker for HVDC Transmission Grids	電気学会英文論文誌 D (IEEJ Journal of Industry Applications)	有	2019/9/1
9	児山 裕史	東芝インフラシステムズ(株)	Multi-line Hybrid DC Circuit Breaker with Low Conduction Loss and Reduced Semiconductor Breaker	EPE 2019	有	2019/9/3
10	瀧本 和靖	東芝インフラシステムズ(株)	Experimental Verification of Large-Current Turn-off of Series-Connected IEGTs for Hybrid DC Circuit Breaker	電気学会英文論文誌 D (IEEJ Journal of Industry Applications)	有	2020/5/1

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	Hideo Tanaka	古河電気工業(株)	Next Generation Offshore HVDC System R&D Project IN JAPAN	Cigre SC B1 Discussion Group Meeting	2016/8/25
2	栗田 直幸	(株)日立製作所	絶縁型 DC-DC コンバータ用 500 kVA アモルフラス高周波変圧器の試作と損失特性	電気学会 A 部門 マグネティックス研究会	2017/2/23
3	村田 義直	住友電気工業(株)	大容量洋上ウインドファームの最適な系統接続方法の定量的評価手法の検討	平成 29 年電気学会全国大会	2017/3/15
4	畠山 智行	(株)日立製作所	絶縁型 DC-DC コンバータ用 500 kVA アモルフラス高周波変圧器の巻線構成に起因する特性比較	平成 29 年電気学会全国大会	2017/3/15
5	長谷川 隆太	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の原理検証	平成 29 年電気学会全国大会	2017/3/15

6	瀧本 和靖	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の半導体遮断性能向上検討	平成29年電気学会全国大会	2017/3/15
7	丹羽 芳充	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の真空遮断部の電流遮断性能	平成29年電気学会全国大会	2017/3/15
8	金谷 和長	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の電磁操作機構	平成29年電気学会全国大会	2017/3/15
9	橋本 優平	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の遮断試験法の開発	平成29年電気学会全国大会	2017/3/15
10	西方 正司	東京電機大学	洋上ウィンドファームの新しい構成法-直列接続方式風力発電システムの提案-	平成29年電気学会全国大会	2017/3/16
11	吉原 徹	(株)日立製作所	洋上風力連系直流送電システムの系統事故時運転の基礎検討	平成29年電気学会全国大会	2017/3/17
12	伊藤 政人	(株)大林組	スカートサクシオン基礎の水平支持特性におけるサクシオンの影響	第52回地盤工学研究発表会	2017/7/14
13	吉原 徹	(株)日立製作所	洋上直流送電におけるブレーキングチョッパ制御の基礎検討	電気学会B部門大会	2017/9/6
14	栗田 直幸	(株)日立製作所	高周波変圧器用ラップ接合アモルファス巻鉄心の鉄損算定	日本磁気学会学術講演会	2017/9/24
15	S. Nishikata, F. Tatsuta	東京電機大学	Basic Investigations on Substation-free Offshore Wind Power Plant for HVDC System Composed of Series-Connected Wind Turbine Generators and Current-Source Thyristor Inverter	16th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW2017)	2017/10/26
16	Kazuhisa Kanaya	東芝エネルギーシステムズ(株)	Hybrid DCCB for HVDC transmission	CIGRE WINNIPEG 2017 INTERNATIONAL COLLOQUIUM	2017/11/3
17	田中, 竜田, 西方	東京電機大学	静止型電力増幅器を用いた風力タービン/発電機模擬装置の開発と実験的検討	電気学会回転機研究会	2017/11/5
18	Noriyuki Kimura, Toshimitsu Morizane, Isao Iyoda, Kazushige Nakao, Tomoki Yokoyama	大阪工業大学	Solid State Transformer Investigation for HVDC Transmission from Offshore Windfarm	Proceedings of 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA-2017	2017/11/6

19	Kensaku Miyazaki	東芝エネルギーシステムズ(株)	Principle verification test for hybrid HVDC circuit-breaker	Asian Meeting of High Power Laboratories	2017/12/14
20	森 大樹	古河電気工業(株)	新材料直流 CV ケーブルシステムの開発	第 180 回高電圧技術研究会	2018/3/7
21	西方, 竜田, 山下, 黒澤, 西川	東京電機大学	直列接続方式風力発電システムの系統連系運転時の出力特性 -模擬実験装置による実験的検討-	平成 30 年電気学会全国大会	2018/3/14
22	木村 紀之, 森實 俊充	大阪工業大学	洋上風力発電・送電システムにおける磁性材料の必要性	平成 30 年電気学会全国大会	2018/3/14
23	児山裕史	東芝インフラシステムズ(株)	半導体部品を削減した多端子直流送電グリッド向けハイブリッド直流電流遮断器	平成 30 年電気学会全国大会	2018/3/14
24	星野 俊弘	(株)東芝	直流送電向けハイブリッド直流遮断器におけるガス断路部接点の耐電圧絶縁性能の検討	平成 30 年電気学会全国大会	2018/3/14
25	吉原 徹	(株)日立製作所	多端子直流送電システムにおけるブレーキングチョップ制御の基礎検討.	平成 30 年電気学会全国大会	2018/3/14
26	石黒 崇裕 吉原 徹	東芝エネルギーシステムズ(株)、(株)日立製作所	PSCAD/EMTDC and RTDS Simulation of Multivendor Multi-Terminal HVDC System Connected to Offshore Windfarms	IPEC 2018 ECCE ASIA Niigata	2018/5/22
27	瀧本和靖	東芝インフラシステムズ(株)	Experiment of Semiconductor Breaker using Series-Connected IEGTs for Hybrid DCCB	IPEC 2018 ECCE ASIA Niigata	2018/5/22
28	長谷川 隆太	東芝インフラシステムズ(株)	Principle Experiment of Current Commutated Hybrid DCCB for HVDC Transmission Systems	IPEC 2018 ECCE ASIA Niigata	2018/5/22
29	F. Tatsuta, S. Nishikata	東京電機大学	A Study on Steady-state Characteristics of Series-connected Wind Farm Using an Experimental Set of Laboratory Size	IPEC 2018 ECCE ASIA Niigata	2018/5/22
30	Noriyuki kimura, Toshimitsu	大阪工業大学	Middle Frequency Solid State Transformer for HVDC Transmission from Offshore Windfarm	International Power Electronics Conference	2018/5/23

	Morizane, Isao Iyoda, Kazushige Nakao, Tomoki Yokoyama			(IPEC-Niigata 2018 - ECCE Asia-)	
31	K. Yamashita, S. Nishikata	東京電機 大学	Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine Generator System Using Self-Excited Synchronous Generator for Current-Source Type Wind Farms	24th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)	2018/6/21
32	木村 紀之	大阪工業 大学	Low Loss & Low Cost Converter System for Wind Power Induction Generator with PAM Control	2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion	2018/6/22
33	伊藤政人, 栗 本卓, 粕谷悠 紀, 小山宏人	大林組	スカートサクシオン基礎遠心力模型実験 の再現解析 (その1: 水平载荷実験)	第53回地盤工学研究発表 会	2018/7/25
34	児山 裕史	東芝イン フラシス テムズ (株)	Hybrid DCCB for HVDC transmission	CIGRE 2018 Session	2018/8/24
35	吉原 徹	日立製作 所	多端子直流送電システムにおける有効電 力・直流電圧リミッタ付ドループ制御の 基礎検討	平成30年 電気学会 電力 技術・電力系統技術合同 研究会	2018/9/28
36	F. Tatsuta & S. Nishikata	東京電機 大学	Development of a Static Wind Turbine/Generator Simulator Using Computer Controlled AC Power Supply	21th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2018)	2018/10/8
37	Noriyuki Kimura, Toshimitsu Morizane, Isao Iyoda, Kazushige Nakao, Tomoki Yokoyama	大阪工業 大学	Application of Solid-state Transformer for HVDC Transmission from Offshore Windfarm	Proceedings of 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA- 2018)	2018/10/16
38	S. Nishikata & F. Tatsuta	東京電機 大学	Steady-state characteristics of substation-free wind power plant composed of series-connected wind	17th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind	2018/10/18

			turbine generators and current-source thyristor inverter	Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW2018)	
39	竜田, 西方	東京電機大学	静止型風力タービン/発電機シミュレータの開発とその応用 I. 定常特性と風速変動時の過渡特性の検討	電気学会回転機研究会	2018/11/8
40	吉原 徹	日立製作所	洋上風力連系多端子直流送電システムにおける起動運転の基礎検討	平成 30 年 電気学会東京支部茨城支所研究発表会	2018/11/17
41	Noriyuki Kimura, Toshimitsu Morizane	大阪工業大学	Middle Frequency Transformer Investigation for Solid-State Transformer	the 6th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid-2018)	2018/
42	児山 裕史	東芝インフラシステムズ(株)	直流送電向けハイブリッド直流電流遮断器の高電圧化	平成 31 年電気学会全国大会	2019/3/13
43	大坊 昂	東芝インフラシステムズ(株)	直流送電向けハイブリッド直流遮断器の真空バルブにおける高速遮断時のアーク挙動	平成 31 年電気学会全国大会	2019/3/13
44	竜田, 西方	東京電機大学	風速の出現分布による直列接続方式洋上ウインドファームの設備利用率の推定	平成 31 年電気学会全国大会	2019/3/13
45	吉原 徹	日立製作所	多端子直流送電システムにおける変換所停止時のシステム運転継続の基礎検討	平成 31 年電気学会全国大会	2019/3/12
46	金谷和長	東芝エネルギーシステムズ(株)	UFD with High Arc Resistance and Dielectric Recovery Characteristics for Current Commutated Hybrid DCCB	CIGRE-IEC 2019 Conference on EHV and UHV (AC&DC)	2019/4/24
47	加藤一紀, 伊藤政人, 栗本卓, 粕谷悠紀, 樋口俊一	大林組	基礎形状の違いに着目した砂質地盤におけるスカートサクシオン基礎の遠心模型実験	第 54 回地盤工学研究発表会	2019/7
48	K. Yamashita, F. Tatsuta and S. Nishikata	東京電機大学	Experimental studies on a current-source converter-based wind power plant composed of series-connected wind turbine generators and synchronous-compensator-commutated thyristor inverter	IEEE Energy Conversion Congress & Expo (IEEE ECCE2019)	2019/8

49	S. Nishikata & K. Yamashita	東京電機大学	Dynamic Model of Current-Source Converter-Based Wind Power Plant Composed of Series-Connected Wind Turbine Generators and Synchronous-Compensator-Commutated Thyristor Inverter	18th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW2019)	2019/8
50	S. Nishikata & F. Tatsuta	東京電機大学	A Current-source Converter-based Wind Power Plant Capable of Controlling Power Factor and its Basic Characteristics	18th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW2019)	2019/8
51	竜田, 西方	東京電機大学	直列接続方式ウインドファームの始動方法の提案	2019年電気学会産業応用部門大会	2019/8
52	F. Tatsuta & S. Nishikata	東京電機大学	Experimental Studies on Dynamic Performances of Wind Power Plants Composed of Series-connected Wind Generators and Synchronous-compensator-commutated Thyristor Inverter	22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2019)	2019/8
53	松本寿彰	東芝インフラシステムズ(株)	直流ハイブリッド遮断器の技術紹介	東京大学 APET イブニングセミナー	2019/9/26
54	竜田, 山下, 西方	東京電機大学	静止型風力タービン/発電機シミュレータの開発とその応用 II. 直列接続方式ウインドファームの動特性の検討	電気学会回転機研究会	2019/10
55	西方, 竜田, 山下	東京電機大学	Low Voltage Ride Through (LVRT) 要件を達成できる風力発電システム	電気学会回転機研究会	2019/10
56	Noriyuki Kimura	大阪工業大学	Loss Analysis and Temperature Measurement of Middle Frequency Transformer Applied for Solid State Transformer	Proceedings of 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA-2019)	2019/11
57	小沼 貴紀	NEDO	NEDO「次世代洋上直流送電システム開発事業」の概要	令和2年電気学会全国大会	2020/3

58	久米 里奈	東芝エネルギーシステムズ(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その1ー マルチベンダ多端子直流送電の制御検証: RTDS解析ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
59	吉原 徹	日立製作所	次世代洋上直流送電システム開発 その2ー マルチベンダ多端子直流送電の制御検証: PSCAD解析ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
60	太田 文彦	東京電力ホールディングス(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その3ー マルチベンダ多端子直流送電の制御検証: MTDCの上位制御と標準化ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
61	野田 琢	電力中央研究所	次世代洋上直流送電システム開発 その4ー 洋上多端子直流系統における過電圧・異常共振の検討ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
62	田中 未来	住友電気工業(株)	次世代洋上直流送電システム開発その5 海底ケーブルルートのコスト最適化設計	令和2年電気学会全国大会	2020/3
63	緑川 真己	東京電力パワーグリッド(株)	次世代洋上直流送電システム開発その6ー 洋上直流送電設備のコスト試算手法とその評価ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
64	真山 修二	住友電気工業(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その7 低コスト化のための直流ケーブル技術の開発	令和2年電気学会全国大会	2020/3
65	石黒 崇裕	東芝エネルギーシステムズ(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その8①ー ハイブリッド直流遮断器の電流遮断試験ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
66	瀧本 和靖	東芝インフラシステムズ(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その8②ー 直流送電向けハイブリッド直流遮断器の半導体遮断部高電圧化検証ー	令和2年電気学会全国大会	2020/3
67	森實 俊充	大阪工業大学	次世代洋上直流送電システム開発 その9 (洋上変換所用高周波変圧器の基礎検討)	令和2年電気学会全国大会	2020/3
68	西方 正司	東京電機大学	次世代洋上直流送電システム開発 その10 風力発電の直列集電の基礎検討	令和2年電気学会全国大会	2020/3
69	伊藤 政人	(株)大林組	次世代洋上直流送電システム開発 その11 洋上変電施設架台基礎の検討	令和2年電気学会全国大会	2020/3

70	久保 敏裕	住友電気工業(株)	次世代洋上直流送電システム開発 その12 集電系統での高調波解析検討	令和2年電気学会全国大会	2020/3
71	久保 敏裕	住友電気工業(株)	洋上風力発電のダイオード整流器送電方式における集電系統の高調波解析検討	令和2年電気学会全国大会	2020/3
72	竜田, 山下, 杉元, 西方	東京電機大学	直列接続方式風力発電システムの LVRT 特性に及ぼす同期調相機の単位慣性定数の影響	令和2年電気学会全国大会	2020/3
73	Koyama, Mayama, Kato, Konuma	古河電気工業(株) 住友電気工業(株) NEDO	Total System Development on Innovative and Large Scaled HVDC Cable System towards Expanded Installation of Large Offshore Wind Farms	CIGRE Paris 2020 (B1)	2020/

(b) 新聞・雑誌等への掲載

番号	所属	タイトル	掲載誌名	発表年月
1	(株)日立製作所	「次世代洋上直流送電システム開発事業」への参画について	(株)日立製作所ニュースリリース	2015/6/30
2	東京電力(株)	「次世代洋上直流送電システム開発事業」への参画について	東京電力(株)プレスリリース	2015/6/30
3	東京電機大学	西方教授らの研究プロジェクトが「次世代洋上直流送電システム開発事業」に採択	東京電機大学プレスリリース	2015/6/30
4	(株)東芝	「次世代洋上直流送電システム」の共同開発事業を開始	(株)東芝プレスリリース	2015/6/30
5	古河電気工業(株)	次世代の洋上直流送電システム開発事業に参画 ～洋上発電電力を効率的に送電～	古河電気工業(株)プレスリリース	2015/7/2
6	木村教授(大阪工業大学)	電流戦争 直流リベンジ? 再生エネの送電、高い効率	日本経済新聞 朝刊	2016/7/24
7	東京大学、住友電気工業(株)、東京電力HD(株)、(株)東芝、(株)日立製作所、古河電気工業(株)大阪工業大学、NEDO	次世代型高圧直流送電システムの展望～大規模洋上風力の導入および広域系統最適化への貢献～	電気学会誌 137 巻、11 号	2017/11/1
8	東京電機大学	風力発電の現状と洋上への展開	オーム, 104 巻, 12 号	2017/12

	西方正司			
9	NEDO	再生可能エネルギーの大量導入に向けた電力系統の課題と将来展望	北海道経済同友会 環境問題委員会	2018/7/6
10	NEDO	Approach to High Renewable Penetration Grid and Its Challenges in Japan	8th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources (IRED 2018)	2018/10/18
11	NEDO	Energy Situation and NEDO Smart Community Projects in Japan	MIT エネルギーイニシアチブ	2018/11/6
12	NEDO	Approach to High Renewable Penetration Grid and Its Challenges in Japan	NREL Meeting	2019/1/23
13	NEDO	NEDO におけるスマートコミュニティ実現に向けた取り組み	電気有効活用セミナー	2019/2/1
14	東京電機大学 西方正司	出力率を任意に制御できる発電システム	クリーンエネルギー, 28 巻, 5 号	2019/5
15	NEDO	直流送電技術における NEDO の取り組み	スマートコミュニティサミット	2019/6/4
16	NEDO	洋上直流送電の動向と NEDO「次世代洋上直流送電システム開発事業」の紹介	第 14 回再生可能エネルギー世界展示会&フォーラム	2019/7/11
17	NEDO	洋上直流送電技術における NEDO の取り組み	JSCA セミナー	2019/10/25
18	NEDO	直流送電技術における NEDO の取り組み	一般社団法人 火力原子力発電技術協会 講演会	2019/12/19, 20

多端子 HVDC の制御・保護の標準仕様書

多端子HVDCの制御・保護の標準仕様書

目 次

1	目 的	3
2	多端子HVDCシステムの構成要素と主な機能	3
2.1	システム全体	3
2.2	上位制御系	4
2.3	変換所（端子）	4
2.4	交直変換器（極）	6
2.5	洋上WF・洋上系統・集電系統	7
3	上位制御系	8
3.1	上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方	8
3.2	上位制御系の電力配分機能のフローチャート	10
3.3	上位制御系のインターフェース	11
4	定常状態における端子制御の案	13
4.1	多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方	13
4.2	MMCの制御ブロック線図の概略	14
4.3	直流系統側のローカル制御特性（ P_{DC} - V_{DC} 特性）	15
4.4	各変換所の協調	19
5	多端子HVDCシステムの運転状態とシーケンス	20
5.1	回線休止状態	21
5.2	停止状態	21
5.3	陸上変換所・直流系統立ち上げ状態	21
5.4	洋上変換所・洋上WF立ち上げ状態	22
5.5	通常運転状態	22
5.6	洋上変換所・洋上WF立ち下げ状態	22
5.7	陸上変換所・直流系統立ち下げ状態	22
5.8	運転中故障状態	23
5.9	起動停止中故障状態	23
5.10	縮退運転状態	23
5.11	再連系	26

6	多端子HVDCシステムにおける想定事故と構成機器の事故時応動	27
7	上位制御系による電力配分の検討事例	48
7.1	超過しない場合	49
7.2	超過する場合	50
8	縮退運転状態の具体例	59

1 目的

本資料は、NEDO事業「次世代洋上直流送電システム開発事業」（以下、「本NEDO事業」と称す）において、多端子（マルチターミナル）HVDCシステムの各交直変換所および上位制御系の制御機能の要求仕様を検討するための討議資料として作成した。

2 多端子HVDCシステムの構成要素と主な機能

本章では、多端子HVDCシステムを構成する各要素（機器等）を定義する。多端子HVDCシステムは階層的に構成されるため、まずシステム全体を構成するサブシステムについて述べた上で、各サブシステム内部の構成要素について説明する。また、これらの構成要素に関する用語を定義する。

2.1 システム全体

図2.1.1に多端子HVDCシステム全体の概略図を示す。図2.1.1は左端の3つの洋上WFの発電電力を右端の2つの陸上系統に送電する、あるいは右端の2つの陸上系統の間で電力を融通する4端子HVDCシステムである（ここでは5端子を例示したが、本NEDO事業では端子数を5に限定するものではない）。以下、図2.1.1の左から右に沿って、各構成要素の主な機能を説明する。

洋上ウインドファーム (windfarm: WF)は、洋上に建設した複数の風力発電装置（風力タービンと混同する恐れがない場合は「風車」とも称す）の群である。各風力発電装置は洋上変電所に連系しており、風によって発電した電力を電流源として出力する。

洋上変電所は、各風力発電装置の出力電圧を昇圧する。洋上変電所は交流ケーブルを介して洋上変換所に連系される。

洋上変換所は、洋上変電所から交流ケーブルを介して受電した交流電力を直流電力に変換して、直流系統に出力する。この場合、洋上変換所は直流系統に対して電流源として動作する。このような運転を直流側に対する「APR (automatic power regulator)運転」と称す。同時に、洋上変換所は洋上変電所を介して洋上WFに概ね一定振幅、一定周波数の交流電圧を供給する。このような運転を交流側に対する「CVCF (constant-voltage constant frequency)運転」、あるいは「自立運転」と称す。

直流系統は、複数の直流ケーブルから構成されている直流の送電ネットワークである。なお、本NEDO事業では、帰線あり双極(bipole with dedicated metallic return)、または対称単極(symmetrical monopole)を想定している。また、本NEDO事業では世界でも最高電圧である \pm DC500kV級を想定している。直流系統を構成する各直流ケーブルは、大地との間に浮遊静電容量をもっている。このため、多端子HVDCシステムが停止しても、接地回路等でこの浮遊静電容量に蓄積された電荷を放電しない限り、停止直前の電位を保持する。

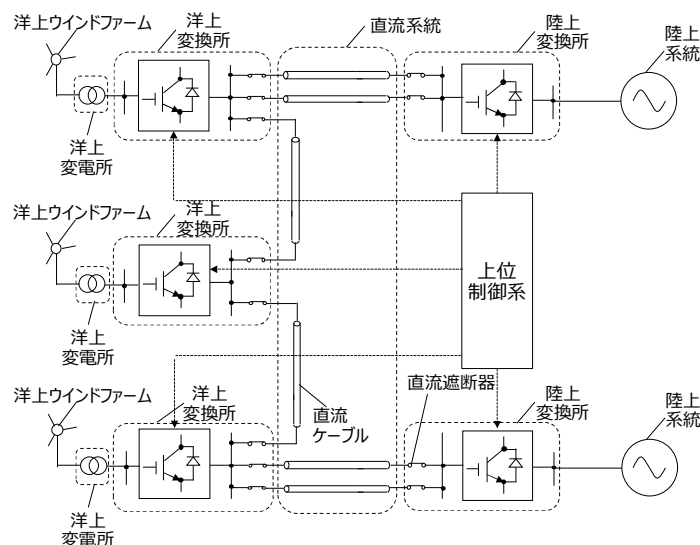


図2.1.1 多端子HVDCシステム全体の概略図

陸上変換所は、直流系統から得た電力を交流に再変換し、陸上系統に出力する。また、陸上変換所の1つ、あるいは複数の陸上変換所が協調して、直流系統の電圧を制御する。このような運転を直流側に対する「DC-AVR (DC automatic voltage regulator)運転」と称す。さらに、洋上WFの発電電力に関わらず、変換所の定格の範囲内で、2つの陸上系統の間で電力を融通する運転も可能である。

洋上変換所と陸上変換所を併せて単に「変換所」あるいは「端子」と称す。また、その特徴をもって「〇〇端」のようにも表記する（例えば「AVR端」、「陸上端」等）。運転している多端子HVDCシステムにおいて、ある変換所が意図せず停止すること、あるいは直流系統から切り離されることを「端子脱落」あるいは単に「脱落」と称す。また、脱落していた変換所が直流系統に再度接続され、運転開始することを「再連系」と称す。なお、意図的にある変換所を直流系統から切り離すことを「端子解列」あるいは単に「解列」と称す。

陸上系統は、一般的な電力系統である。本NEDO事業では、洋上WFとして500MW～1,000MW級を想定しており、その発電電力を受け入れられるように、陸上変換所の連系する交流系統としてAC500kV系統を想定している。

上位制御系は、多端子HVDCシステム全体の運転を制御する。直流系統の複数の地点で検出された電圧、電流に基づき、直流系統の運転が最適になるように（例えば損失を最小にするように）複数の変換所（端子）に対して直流電圧、直流電圧等の指令値を与える。

2.2 上位制御系

図2.1.1に示した多端子HVDCシステムの構成要素のうち、システム全体の運転を制御する上位制御系については、3章で詳しく述べることとする。

2.3 変換所（端子）

図2.3.1、図2.3.2に、洋上変換所、あるいは陸上変換所の概略図を示す。左端が交流側、右端が直流側であり、帰線あり双極の構成として描いている。図2.3.1は帰線あり双極の場合、図2.3.2は対称単極の場合である。

図2.3.1の帰線あり双極の場合、交流母線に正と負（あるいは図示のように「第1極」、「第2極」とも称す）の2つの交直変換器が連系している。交直変換器を「極」とも称する。それぞれの極が直流母線に接続しており、第1極が正の本線と帰線、第2極が帰線と負の本線に接続する。帰線は「中性線」とも称す。双極構成では、1つの極、または1本の直流ケーブルが何らかの原因で停止しても、双極合計の定格容量の50%の電力まで送電できるため、単極に比較して発電機会損失を低減できる。

図2.3.2の対称単極の場合、交流母線に1つの交直変換器が連系している。直流側では正の本線と負の本線に接続しており、直流母線にある分圧回路の分圧コンデンサによって大地電位との電位を固定する。

各変換所は、停止時やメンテナンス作業時の安全性を確保するため、接地開閉器と接地抵抗器からなる接地回路を備えている。接地回路は、直流系統を構成する直流ケーブルの浮遊静電容量に充電されている電荷を放電するものである。

変換所によっては、接地用遮断器を介して直流母線の帰線側を接地する場合がある。

図2.3.1、図2.3.2では交流、直流の各母線を単母線として描いたが、信頼性とコストの兼ね合いから、二重母線4ブスタイ方式や1+1/2遮断器方式にすることも考えられる。

各変換所は変換所制御装置（あるいは「端子制御装置」と称す）を備えており、上位制御系、他の変換所の変換所制御装置、後述する交直変換器制御装置（極制御装置）と各種信号を授受する。

帰線あり双極（図2.3.1）において、1つの極が意図せず直流系統から切り離されることを「極脱落」あるいは単に「脱落」と称す。なお、意図的に切り離した場合は「極解列」あるいは単に「解列」と称す。

交直変換器（極）は、極主遮断器、初充電回路、変換器用変圧器、交直変換回路で構成されている。交直変換回路は交流－直流変換を担う心臓部であり、本NEDOプロジェクトではモジュラーマルチレベル変換器 (modular multilevel converter: MMC) の使用を想定する。

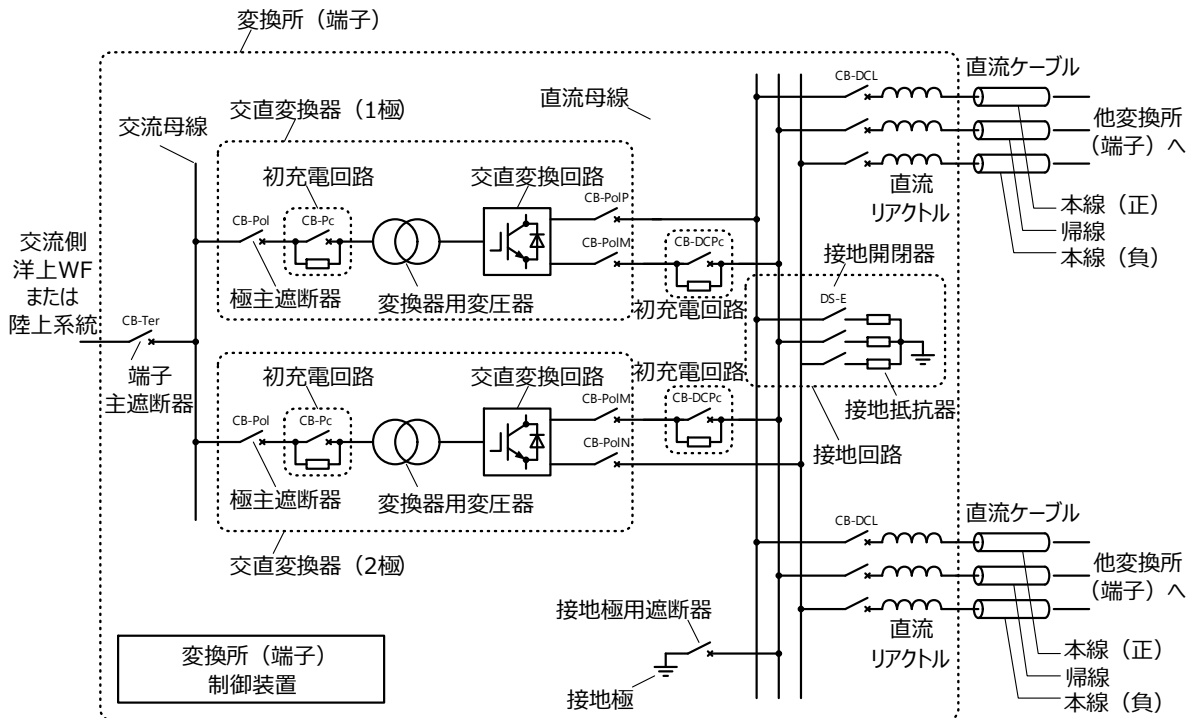


図2.3.1 変換所（端子）の概略図（帰線あり双極の場合）

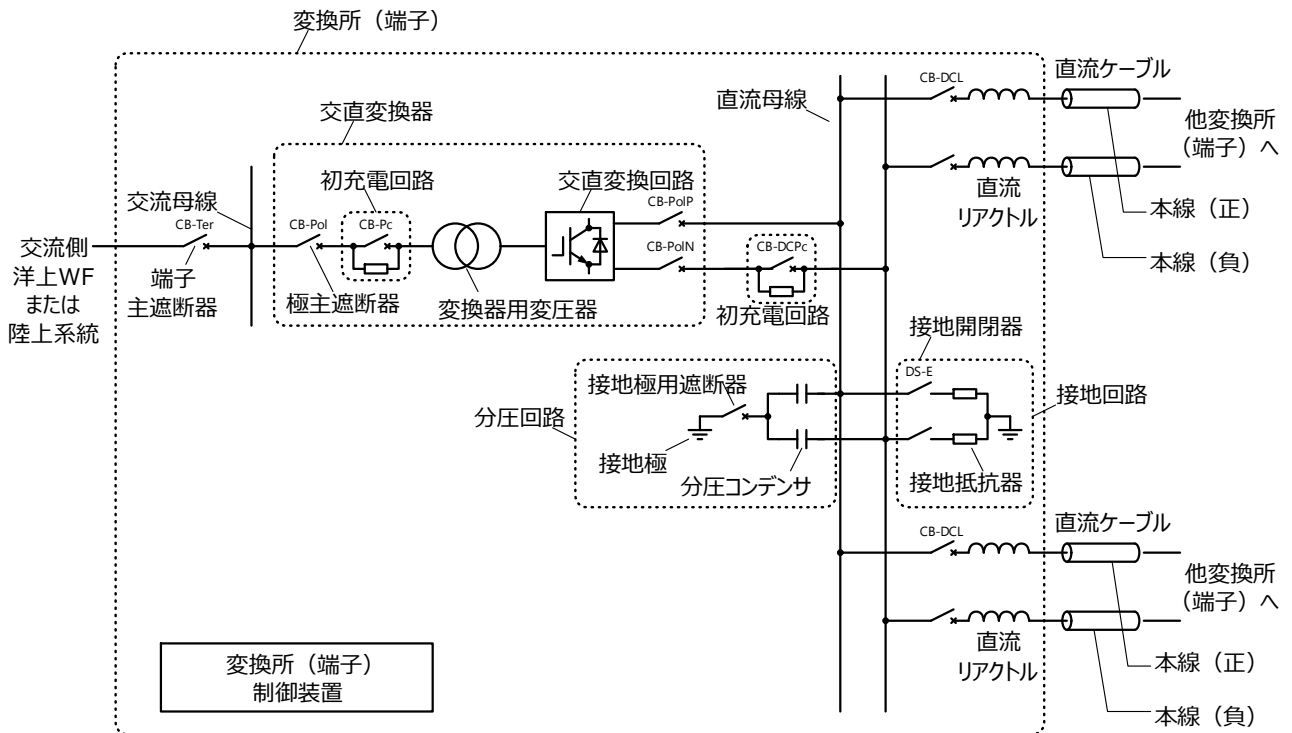


図2.3.2 変換所（端子）の概略図（対称単極の場合）

2.4 交直変換器（極）

図2.4.1に交直変換器（極）の概略図を示す。なお、わかりやすくするため、初充電回路と変換器用変圧器は図2.3.1、図2.3.2と重複して描いた。交直変換回路はMMCである。具体的にはアームとバッファリアクトルの直列回路を三相ブリッジ状に接続した構成であり、各アームは複数のチョップセルの直列回路である。

また、必要に応じて、直流側にブレーキングチョップを備える。ブレーキングチョップは、例えば抵抗器とIGBTで構成されており、数10ms～数100msといった短時間であれば、洋上WFから送電される直流電力を抵抗器で消費することができる。例えば陸上交流系統の地絡・短絡事故に起因して陸上変換所の交流母線電圧が低下し、洋上WFからの発電電力を陸上交流系統に出力できなくなった際にも、陸上交流系統の事故は洋上の集電系統には波及しないため、洋上WFからの電力が電流源として出力（注入）され続けてしまう。

この場合、陸上変換所のMMCを構成する各チョップセルのコンデンサ電圧、あるいは直流ケーブルの電圧が上昇し続ける。セルコンデンサ過電圧を検出して変換所が停止することを防止するため、陸上交流系統の短絡・地絡事故が継続している期間、ブレーキングチョップを運転することで、洋上洋上WFの発電電力は熱として消費される。

実際、ドイツで実用化されている洋上WFのHVDC連系（多端子ではなくpoint-to-pointではあるが）では、陸上側変換所にブレーキングチョップを設置している。なお、ブレーキングチョップは、正と負の母線を接続する方式か、または正と負の母線と大地に1台ずつ接続する方式のいずれかが考えられる。特に対称単極では後者を用いる。

各交直変換器は交直変換器制御装置（あるいは「極制御装置」と称す）を備えており、上位制御系、同変換所の変換所制御装置（端子制御装置）、同変換所内の他の交直変換器制御装置（極制御装置）と各種信号を授受する。

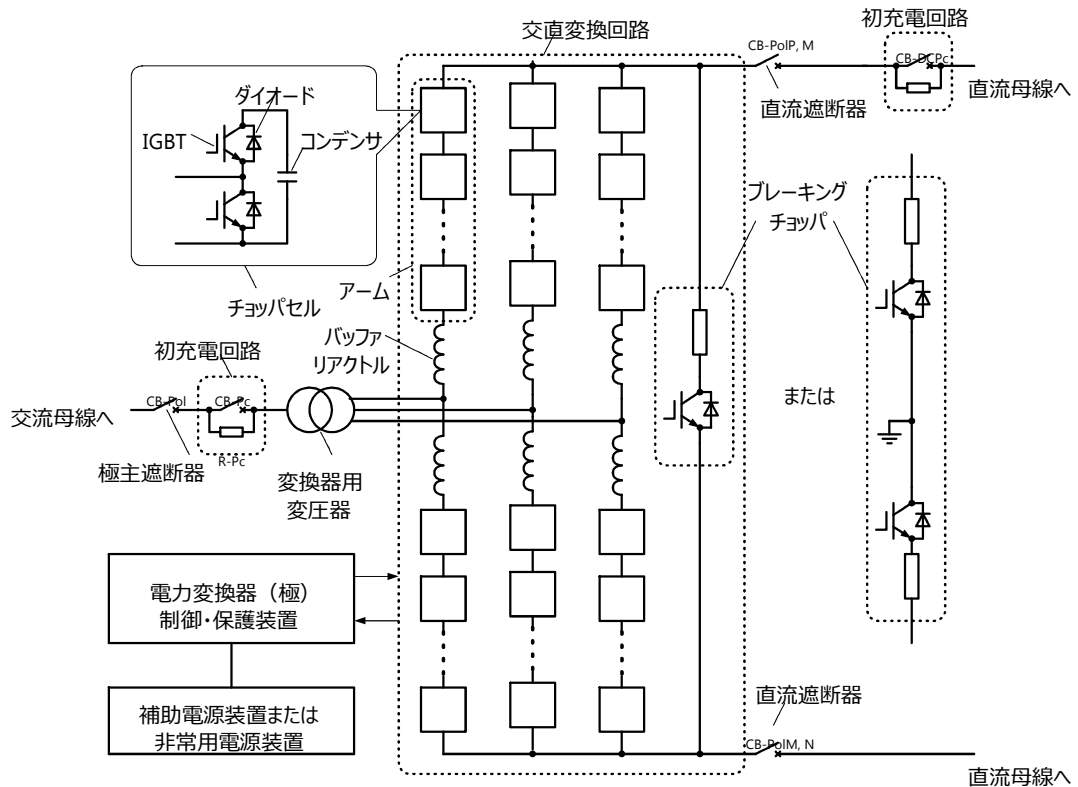


図2.4.1 交直変換器（極）の概略図

2.5 洋上WF・洋上系統・集電系統

図2.5.1に洋上WFと洋上変電所の概略図を示す。また、吹き出し内に各風力発電装置の内部構成例を示す。

前述のとおり、洋上WFは洋上に建設された複数の風力発電装置群である。風力発電装置は、図示のとおりいくつかのストリングに分かれており、ストリングごとに洋上変電所の中圧集電母線に接続している。

個々の風力発電装置は、風車(タービン)、ギアボックス、発電機、パワーコンディショナ(PCS)、連系用変圧器、PCS遮断器から構成されている(いわゆるフルコンバータ方式、あるいはWECCの分類によるType4)*1。PCS遮断器が開放されることを「風力発電装置解列」あるいは単に「解列」と称す。

洋上変電所は、中圧集電母線の交流電圧を昇圧変圧器で昇圧し、高圧集電母線と交流ケーブルを介して洋上変換所に接続する。

洋上WFは「洋上WF制御装置」を備えており、上位制御系、後述の変換所制御装置(端子御装置)等と通信し、例えば出力抑制(power curtailment)や陸上系統の周波数に応じた出力増減の指令を受け取る。

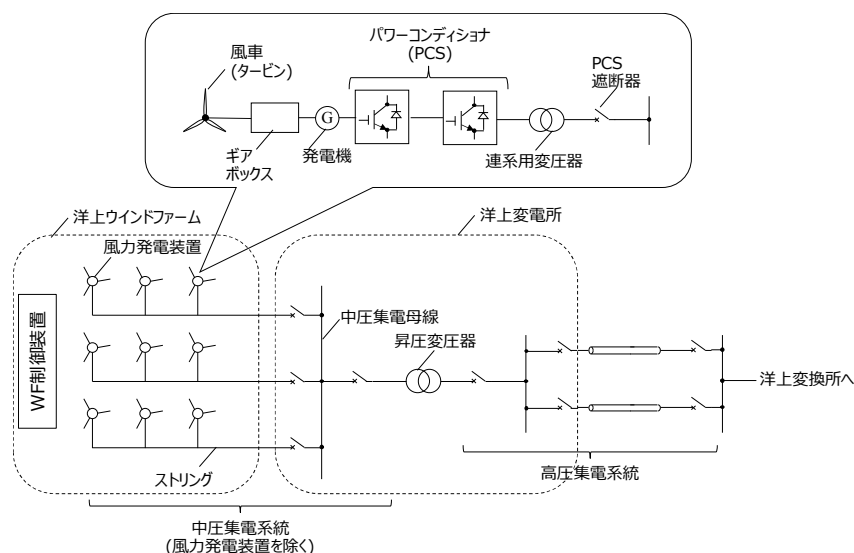


図2.5.1 洋上WFと洋上変電所の構成例
(集電系統での二段昇圧方式および電圧階級は一例を示す)

*1 ただし、本NEDO事業では、洋上WFをあるレベルで縮約したモデルを用いる。例えば、洋上WF全体を1つの電流源とみなす、あるいは、各風力発電装置のPCSまでをモデル化し、風車、ギアボックス、発電機といった機械的な要素を無視する、等である。2015年度は、洋上WF全体を1つの電流源とみなしたシミュレーションを実施した。

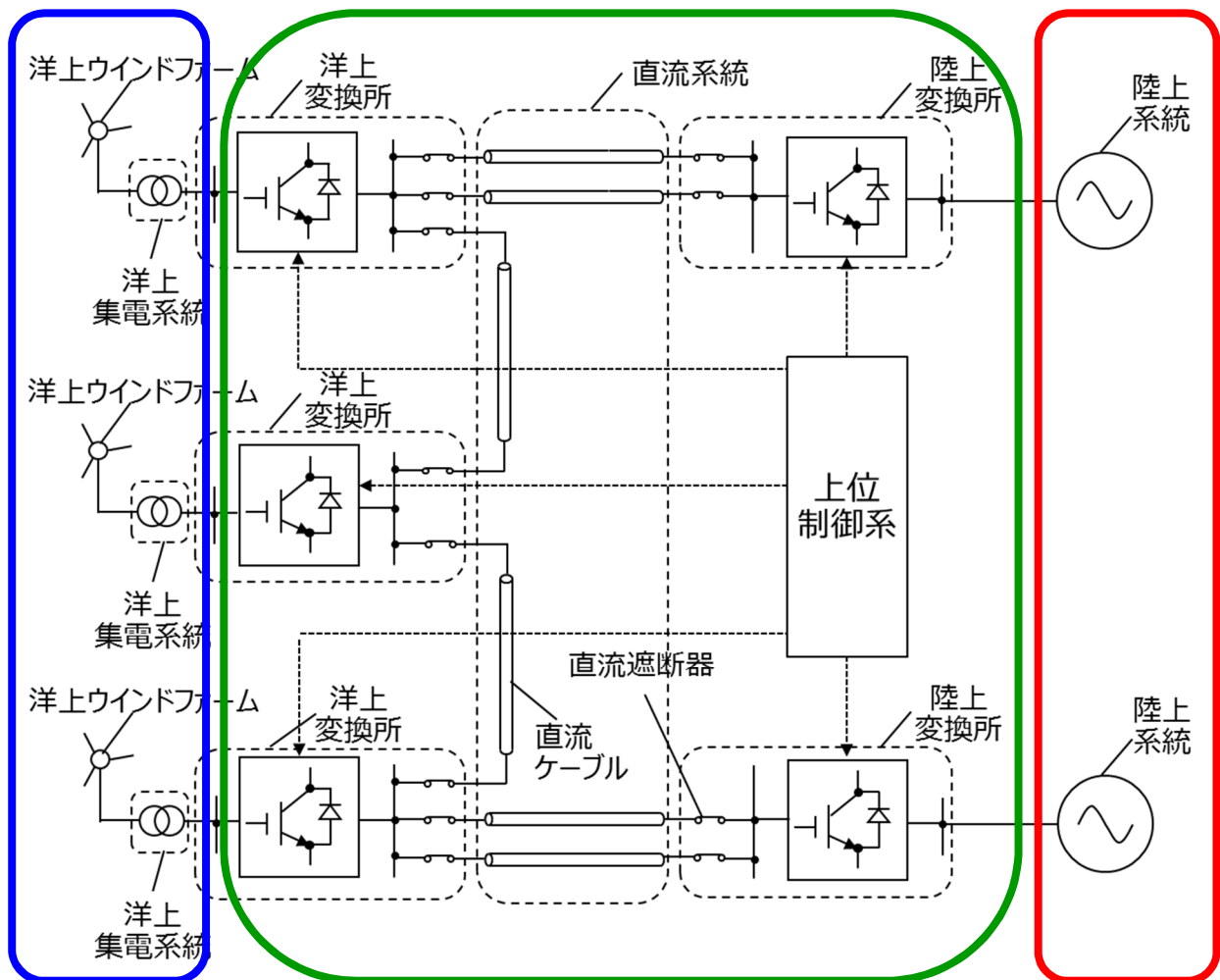
3 上位制御系

3.1 上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方

3.1.1 上位制御の概論

多端子HVDCシステムでは、将来の各時刻において、各洋上風力発電所の発電事業者が計画する「洋上風力発電計画値」「洋上風力受電計画値」と陸上系統運用者（ISO等）が計画する「陸上端子間送受電計画値」の両計画値が存在する。

多端子HVDCシステム運用者は、これらの計画値および各設備容量、その時々各計画値の優先順位および各端子の運転状況等を考慮して各端子指令値を決定する。上位制御は、図3.1.1のとおり各端子に対して上記にて決定した各端子指令値に基づき運転指令を出し、各端子はその指令に従い運転する仕組みとする。



各事業者名	計画又は指令値名
青枠：『各洋上風力所の発電事業者』	→ 『洋上風力発電計画値』
緑枠：『多端子 HVDC システム運用者』	→ 『各端子指令値』
赤枠：『陸上系統運用者（ISO）等』	→ 『陸上端子間送受電計画値』

図3.1.1 多端子HVDCシステムの発電事業者、陸上系統運用者、および直流送電システム運用者の位置付け

3.1.2 定常時と過渡時における上位制御による電力配分

多端子HVDCシステムにおいて、各端子および各直流ケーブルの設備容量について、「超過しない場合」と「超過する場合」がある。各計画値について、多端子直流送電システム運用者と各事業者間での事前の取り決め等により、予め表3.1.1のような計画実施の優先順位が決められているものとする。この優先順位は、超過する場合における各計画値の調整時に必要となる。

超過しない場合、各端子指令値は各計画値の重ね合わせにより算出される。

超過する場合、始めに超過した分の設備容量を制約値に制限し、その制限した状態での各端子の電力量、各直流ケーブルの潮流量を多端子HVDCシステムの潮流方程式（詳細は7章を参照）により算出し、その算出された各端子電力量を各端子指令値とする。次にその端子指令値となるよう、各計画値のうち優先順位が低いものから順に計画値を調整する。

本算出のフロー図は3.2節の「上位制御系の電力配分機能のフローチャート」を参照し、算出事例は7章の「上位制御系による電力配分の検討事例」を参照のこと。

3.1.3 各計画値の優先順位

上記の超過しない場合、各計画値の優先順位が低い計画値の順から調整することで、超過した設備容量を制約値内に制限する。優先順位の例として、洋上3端子、陸上2端子の計5端子の場合を考えると、優先順位パターンは表3.1.1に示す6通りとなる。洋上風力受電は洋上風力発電が前提となるので、洋上風力受電計画が優先順位1になることはないものとする。

また各端子の運転状況等により調整不能なパターンが発生することもあり、そのようなパターンは採用不可となる。

表 3.1.1 各計画値の優先順位パターン

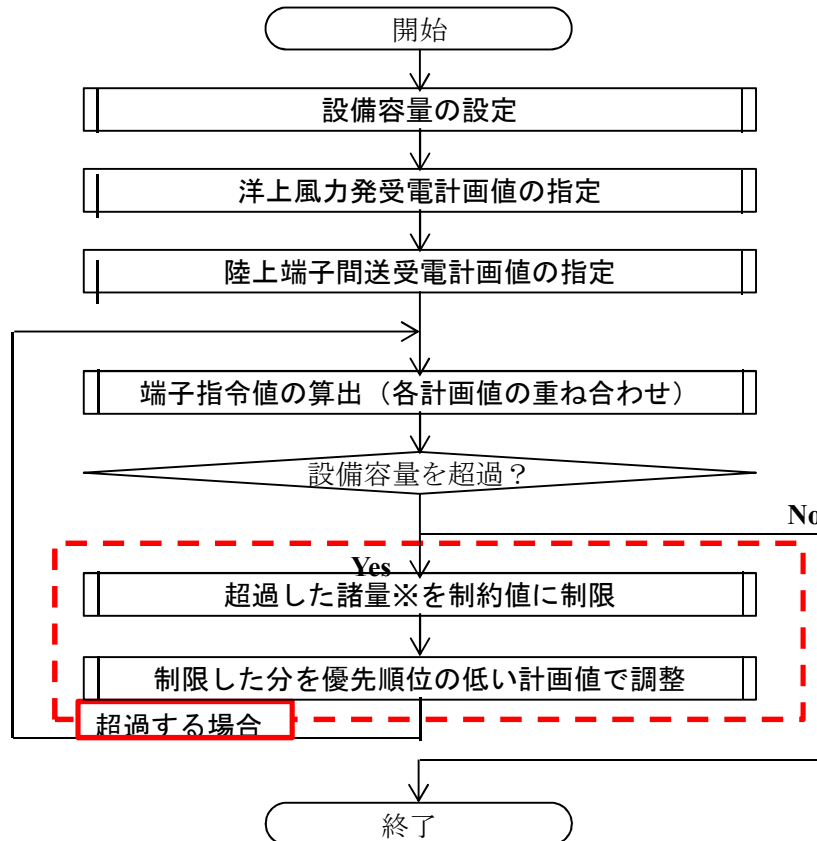
番号	優先順位1	優先順位2	優先順位3（調整対象）
パターン1	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子1）	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画（端子2）
パターン2	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子2）	陸上端子間送受電計画 洋上風力受電計画（端子1）
パターン3	洋上風力発電計画	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子1） 洋上風力受電計画（端子2）
パターン4	陸上端子間送受電計画	洋上風力発電計画	洋上風力受電計画（端子1） 洋上風力受電計画（端子2）
パターン5	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子1）	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画（端子2）
パターン6	陸上端子間送受電計画	洋上風力受電計画（端子2）	洋上風力発電計画 洋上風力受電計画（端子1）

※端子1：陸上端子1、端子2：陸上端子2

3.2 上位制御系の電力配分機能のフローチャート

前節にて上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方を示した。本章では、その考え方を整理したフローチャートを示す。

前節より上位制御による電力配分について、超過しない場合、洋上風力発電計画値を指定、陸上端子間送受電計画値を指定し、各計画値の重ね合わせにより端子指令値を算出する。過渡時は、超過した諸量を制約値に制限し、制限した分を優先順位の低い計画値で調整する。この調整は、設備容量の超過が解消されるまで繰り返す。この超過しない場合および超過する場合の処理を一連の流れにまとめたフローチャートを図3.2.1に示す。



※諸量：送電線潮流または端子電力

図3.2.1 上位制御系の電力配分機能のフローチャート

3.3 上位制御系のインターフェース

表3.3.1に上位制御の機能一覧を示し、表3.3.3及び表3.3.4に上位制御のインターフェース(IF)を示す。ここでは、上位制御系と信号授受する端子制御系の特性としては、図3.3.1に示すUndead-bandドループ制御を想定している。また、上位制御系が表3.3.1に委細の機能を満たす上で、表3.3.3及び表3.3.4に記載した情報以外に必要な情報を表3.3.2に示す。

表 3.3.1 上位制御の機能一覧

上位制御の機能一覧	説明
端子起動機能	陸上側変換器立ち上げ後に洋上側変換器を立ち上げる。 (4章で規定)
端子停止機能	洋上側変換器立下げ後に陸上側変換器を立ち下げる。 (4章で規定)
端子起動中故障時の再起動機能	各変換器のステータスを元に故障時の再起動（再指令等）を実施する。
縮退運転継続機能	変換器の状態や回線状態によって洋上 WF に転送遮断を実施する
超過しない場合の電力配分機能	上位制御は電力配分の考え方に基づいて陸上変換器へのドループ指令値を算出する。陸上変換器はドループ指令値に従って電力を分担する。
交流系統への電圧変動抑制機能	端子の AC-AQR 又は AC-AVR を実施する。
交流系統の回線状態把握機能	陸上交流系統および洋上交流系統（集電系統）の回線状態や事故の状況の把握を行う。
直流線路の回線状態把握機能	直流遮断器の開閉状態を元に、回線状態を把握する。

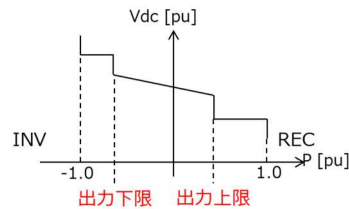


図 3.3.1 Undead-band ドループ制御

表 3.3.2 上位制御系が必要とする情報（表 3.3.3 及び表 3.3.4 以外の情報）

番号	項目	説明
1	変換器容量	運開時、変換器導入時
2	直流電圧変動範囲	運開時、機器耐量変更時、 もしくは可能な範囲で上位制御が決定する
3	直流線路の許容電流値	運開時、機器耐量変更時、 もしくは可能な範囲で上位制御が決定する
4	交流系統（陸上及び洋上）の情報 （故障、回線情報）	都度
5	直流系統の情報（故障、回線情報）	都度

表 3.3.3 上位制御系のインターフェース（出力信号）

大分類	小分類	出力先	入力元	関連する制御機能	備考
入力信号	ステータス	-	変換器	-	0: 回線休止 1: 停止 2: 立ち上げ状態 3: 通常運転状態 4: 立ち下げ状態 5: 運転中故障 6: 起動停止中故障
	変換器故障情報	-	変換器	-	0: 故障なし 1: 交流過電圧 2: 交流不足電圧 3: アーム過電流 4: 交流周波数異常 5: 直流過電圧 6: 直流不足電圧 7: 直流過電流
	直流遮断器情報	-	直流遮断器	-	回線状態の把握のために必要
	交流遮断器情報	-	交流遮断器	-	
	洋上 WF 状態	-	洋上 WF	-	転送遮断する洋上 WF の状態把握のために必要
	洋上 WF 出力予測値	-	洋上 WF など	-	各変換器のドループ指令値算出のために必要
	陸上端子間送受電計画値		陸上交流系統など		

表 3.3.4 上位制御系のインターフェース（入力信号）

大分類	小分類	出力先	入力元	関連する制御機能	備考
出力信号	風力/本土側端子設定切替え	変換器	-	-	0: 風力側用 (CVCF) 1: 陸上側用 (DC-AVR と AC-AVR, AC-AQR のいずれか)
	制御切替	変換器	-	AC-AQR、AC-AVR	0: AC-AQR, 1: AC-AVR
	起動/停止	変換器	-	-	0: 回線休止 1: 停止 2: 立ち上げ状態 3: 通常運転状態 4: 立ち下げ状態
	ドループ指令値 D1 の Pref	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D1 の Vdcref	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D1 の傾き	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 D2 の傾き	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 VDClimH	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 VDClimL	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 PDClimH	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	ドループ指令値 PDClimL	変換器	-	DC-AVR	Undead-band ドループ特性のパラメータ
	無効電力指令値	変換器	-	AC-AQR	
	交流電圧指令値	変換器	-	CVCF、AC-AVR	本土側 AC-AVR 用の交流電圧指令値、風力側の CVCF 電圧指令値
	周波数指令値	変換器	-	CVCF	風力側 CVCF 用の交流周波数指令値
	直流遮断器投入指令	直流遮断器	-	-	
	交流遮断器投入指令	交流遮断器	-	-	
	転送遮断	洋上 WF	-	-	洋上 WF への転送遮断信号
	風力出力上限値	洋上 WF	-	-	洋上 WF の出力上限値

4 定常状態における制御の案

本章では、まず、多端子HVDCシステムの運用・制御の基本的な考え方を4.1節で述べた後、各変換所を構成する交直変換回路であるMMCの制御ブロック図、およびMMCの交流側と直流側の制御機能について4.2節で整理する。さらに、各変換所の直流側の制御、つまり直流電圧と直流電力を協調させる制御手法を4.3節で述べた後、各変換所の協調について4.4節及び洋上WFとのインターフェースを4.5節で整理する。

4.1 多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方

多端子HVDCシステムにおいては、定常運転時にどのような方針で制御するかという基本的な考え方を定めておく必要がある。多端子HVDCシステムの制御の基本的な考え方の例を下記に示す。

(1) 発電機会損失の最小化

発電機会とは、洋上WFで発電した電力の送電時間を指す。多端子HVDCシステムの通常運転時において、洋上WFで発電された電力が陸上系統に送電されない時間を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。

(2) 送電損失の最小化

送電損失とは、直流送電線路における損失を指す。多端子HVDCシステムの通常運転時において、送電損失を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。

(3) 故障影響の最小化

故障とは、主に陸上系統事故、集電系統事故、直流系統事故、変換所の事故、変換器の故障のことを指す。これら各種の故障の影響を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。必要に応じて故障の影響を除去するための機構を備え、故障を除去するまでの期間は影響を最小化することが望ましい。表4.1.1に多端子HVDCシステムの故障の例を示す。

表4.1.1 多端子HVDCシステムの故障の例

No.	項目	備考
1	平衡事故（陸上側）	3LG, 故障除去70ms, 再閉路300ms
2	不平衡事故（陸上側）	1LG, 故障除去70ms, 再閉路300ms
3	不平衡事故（洋上側）	1LG, 故障除去70ms
4	直流線路事故	故障箇所の例は5章参照
5	端子故障	故障箇所の例は5章参照

(4) 陸上系統への悪影響の最小化

陸上系統への悪影響とは、主に変換器の出力によって生じる周波数変動と電圧変動を指す。これらの陸上系統への悪影響を最小化することを基本的な考え方として、多端子HVDCシステムを制御するものである。例えば、多端子HVDCシステムが複数の陸上系統と連系している場合に、陸上端子間の有効電力配分を速やかに変更できる機能を設け、周波数急変した側の陸上系統の有効電力配分の急増を可能にすることが考えられる。または、陸上系統の電圧変動抑制のために、多端子HVDCシステムに無効電力を制御する機能（STATCOM機能）を付加することも考えられる。

4.2 MMCの制御ブロック線図の概略

図4.2.1に、交直変換所（極）の制御ブロック線図の例を示す。ブロック線図中の用語は概ね文献[1]に基づいている。ここで、 p^* は有効電力指令値、 v_C^* はコンデンサ電圧指令値、 q^* は無効電力指令値、 V_{PCC}^* は連系点電圧指令値、 v_{Cjk} はj相第kセルのコンデンサ電圧であり、アーム毎のセル数を N とすれば、MMC全体では $6N$ 個のコンデンサ電圧を検出する。

表4.2.1に、陸上変換所（DC-AVR端，APR端），洋上変換所での交流側，直流側のローカル制御のモードを示す。以下，各モードにおける制御を概説する。なお，表4.2.1に示した直流側の制御については4.3節にて述べる。また， $P_{DC}-V_{DC}$ 特性のType I～IIIについては，表4.3.1に記載している。

4.2.1 電力制御

図4.2.1に示すように， $P_{DC}-V_{DC}$ 特性，有効電力制御，コンデンサ電圧一括制御，無効電力制御，連系点電圧制御，アームバランス制御を総称して電力制御と称する。電力制御の後段に，後述する電流制御が繋がる。

$P_{DC}-V_{DC}$ 特性とは，直流系統の電圧（より正確には，当該変換所が連系している直流母線の電圧 v_{DC} ）を維持（DC-AVR運転）するための直流電圧一定制御，および有効電力 p に依存して，ある傾きで直流電圧 v_{DC} を変化させるドループ特性等であり，詳細は3.3節で述べる。

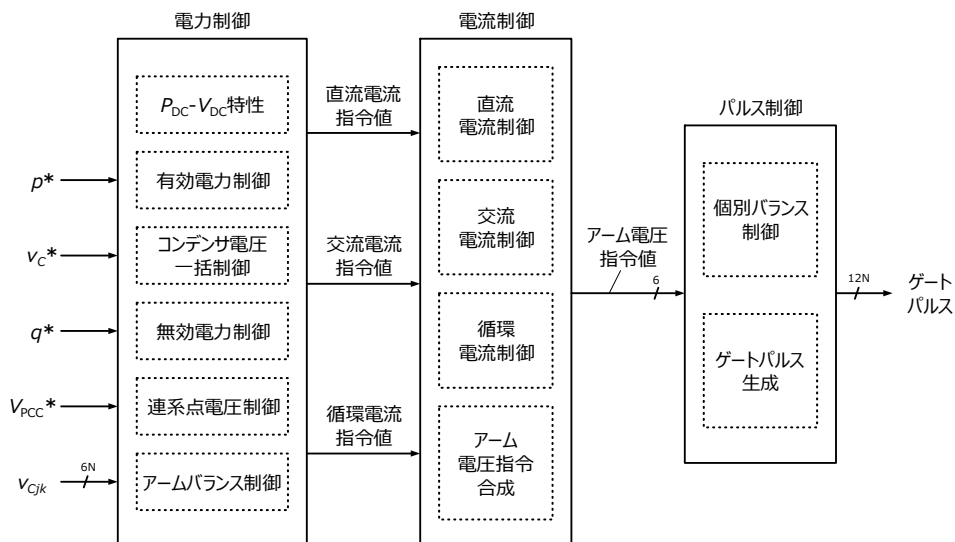


図4.2.1 交直変換器（極）制御ブロック線図の概略図

表4.2.1 各端子でのローカル制御モード

変換所	交流側		直流側
	有効電力	無効電力	
陸上変換所 (DC-AVR端)	コンデンサ電圧 一括制御	無効電力制御(AQR) または連系点電圧制御 (AC-AVR)	$P_{DC}-V_{DC}$ 特性 Type I
陸上変換所 (APR端)	コンデンサ電圧 一括制御	無効電力制御(AQR) または連系点電圧制御 (AC-AVR)	$P_{DC}-V_{DC}$ 特性 Type II
洋上変換所	CVCF制御（自立運転） (有効・無効電力制御は洋上WFにより決定)		コンデンサ電圧 一括制御 Type III

有効電力制御は、当該端子において交直変換する融通電力 p を制御する。 p は交流電流を用いて制御できる。コンデンサ電圧一括制御は、交直変換器（極）を構成するMMCのすべてのチョップセルのコンデンサ電圧の平均値 v_C を許容範囲内(概ね一定)に維持する制御である。 v_C を制御するには、交流側の有効電力と直流電力のいずれかを用いる。

無効電力制御は、交流母線と交直変換器（極）が授受する無効電力 q を制御する。連系点電圧制御は、交流母線の電圧（以下、「連系点電圧」と称す）の振幅 V_{AC} を制御する。アームバランス制御は、MMCの各アームを構成するすべてのコンデンサ電圧の平均値を、6つのアーム間でバランスさせる制御である。

電力制御はそれぞれの制御に必要な直流電流、交流電流、循環電流の指令値を生成し、以下で述べる電流制御に与える。

4.2.2 電流制御

図4.2.1に示すように、直流電流制御、交流電流制御、循環電流制御を総称して電流制御と称する。電流制御の後段に、後述するパルス制御が繋がる。

直流電流制御は、当該交直変換器(極)から直流母線に流れる電流をフィードバック制御する。交流電流制御は、交流母線から当該交直変換器(極)に流れる交流電流を例えば d - q 軸上でフィードバック制御する。

循環電流制御は、各アームを循環し、交流側にも直流側にも流出しない循環電流をフィードバック制御する。

アーム電圧指令値合成は、電流制御からの3つの電圧指令値を合成し、6つのアームに与える電圧指令を生成し、以下で述べるパルス制御に与える。

4.2.3 パルス制御

図4.2.1に示すように、個別バランス制御、ゲートパルス生成を総称してパルス制御と称する。

個別バランス制御は、各アームを構成する複数のチョップセルのコンデンサ電圧を当該アーム内でバランスする制御であるが、各チョップセルに与える電圧指令あるいはIGBTのゲートパルス进行操作するという観点で、ゲートパルス生成と一体・不可分となるアルゴリズムとなる場合がある。

4.3 直流系統側のローカル制御特性 (P_{DC} - V_{DC} 特性)

本章では、定常運転時の各変換所における P_{DC} - V_{DC} 特性、すなわち直流系統側のローカル制御特性について説明する。なお、直流電力 P_{DC} ではなく、直流電流 I_{DC} を主たる制御対象にする方式もある[4]。ローカル制御は、その変換所で整流・逆変換される電力 P_{DC} とその変換所の直流母線の電圧 V_{DC} との関係を制御する。各変換所のローカル制御特性を適切に設定することにより、多端子HVDCシステム全体の安定運転を期待できる*2。

4.3.1 陸上変換所と洋上変換所

陸上変換所は陸上系統に接続しているため、陸上系統の許容範囲内で、有効電力と無効電力を自由に制御できる。この特徴を活かして、陸上変換所の一部あるいはすべてを直流系統の電圧を維持するDC-AVR端として運転できる(複数のDC-AVR端が存在する場合はその協調、電力分担が課題となる)。

*2：なお、文献[2]においては、3端子の場合における「2段AVR方式」に関する説明が記載されており、その一部は本NEDO事業にも適用できると考えられるが、洋上変換所には洋上WFが接続しているという点で、新たな検討が必要となる。

一方、洋上変換所は洋上WFに接続しているため、その有効電力は天候に依存して常に変化しており、例えば一定の指令値どおりに運転することはできない。洋上WFの発電電力はMMCの各セルのコンデンサに流入する。MMCは、コンデンサ電圧を一定に維持するため、コンデンサ電圧一括制御を用いてWFからの発電電力を直流側に出力する。したがって、洋上変換所は、コンデンサ電圧一括制御から出力される指令値に従って運転するAPR端とすることができる。

DC-AVR端、APR端を含めて、変換所の直流側から見た制御特性は、以下で述べる「 P_{DC} - V_{DC} 特性」で説明できる。各変換所の直流側から見た制御特性は、横軸にその変換所で交流から直流に変換（整流）される直流電力 P_{DC} （または I_{DC} ）、縦軸にその変換所の直流母線の電圧 V_{DC} をとって図示できる。これを「 P_{DC} - V_{DC} 特性（または I_{DC} - V_{DC} 特性）」と称する。以下、文献[3]に記載されている例を示す。

4.3.2 直流電圧一定制御

図4.3.1は、直流電圧一定制御の場合の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、典型的なDC-AVR端の例である。電圧一定制御では、電力 P_{DC} がどのような値であっても、直流電流 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} を超えない範囲、および直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、直流電圧 V_{DC} が一定の指令値 V_{DCref} と一致するように制御する（このため、文献[3]では“DC slack bus”と称している）。ただし、 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} に達すると、移行は V_{DC} を制御するモードから電流 I_{DC} を制御するモードに移行する。

多端子HVDCシステムにおいては、通常、電圧一定制御となる端子は1つとする。すなわち、DC-AVR端として直流系統の電圧維持に貢献する端子は1つである。

4.3.3 直流電力制御

図4.3.2は、直流電力制御の場合の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、典型的なAPR端の例である。電力制御では、直流電流 I_{DC} の大きさが I_{DCmax} を超えない範囲、および直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、直流電力 P_{DC} が任意の指令値 P_{ref} に一致するように制御する。例えば、洋上変換所ではMMCのコンデンサ電圧を一定に維持するために P_{DC} を制御する。

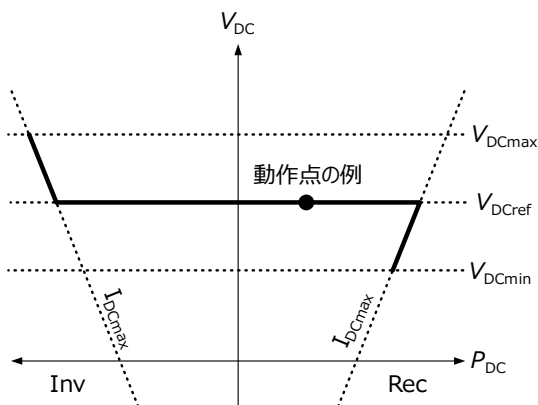


図4.3.1 直流電圧一定制御

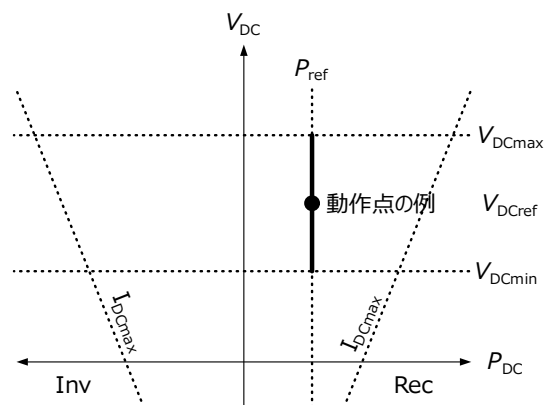


図4.3.2 直流電力制御

4.3.4 ドループ制御

図4.3.3は、ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、DC-AVR端の一種とみなすことができる。直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の間にある限り、 P_{DC} と V_{DC} の関係に一定の傾き D を持たせるように制御する。実際には、 P_{DC} がAPR端他の端子によって決定し、 P_{DC} と D に従って V_{DC} を制御する。ドループ特性を用いることにより、DC-AVR端として直流電圧の制御に貢献する端子を2つ以上とすることもできる。また、DC-AVR端となる各変換所が異なる D を持つことによって、直流電圧の制御への貢献度を変えることができる。

4.3.5 2段AVR

図4.3.4は、2段AVRの P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。2段AVRは文献[1]で提案された特性であり、通常時はAPR端として動作するが、直流系統に擾乱が発生し、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲を逸脱した場合には電圧一定制御に移行するような端子に適用する。複数の端子に2段AVR特性を持たせることが可能であり、その場合、2つの直流電圧指令値 V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の差が小さい端子から優先的にDC-AVR端に移行する。

4.3.6 不感帯ドループ制御

図4.3.5は、不感帯ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例であり、定常運転時にはAVR端とみなせる。図4.3.4の2段AVRに類似しているが、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲を逸脱した場合には、電圧一定制御ではなくドループ制御に移行する。

4.3.7 緊急時直流電圧一定制御

図4.3.6は、緊急時直流電圧一定制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.4の2段AVR、図4.3.5の不感帯ドループ制御に類似しているが、直流電圧が V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲内ではドループ制御となり、直流系統の擾乱等により、 V_{DCrefH} と V_{DCrefL} に達した後は電圧一定制御に移行する。したがって、大きな直流系統擾乱が発生した場合には、電圧一定制御するDC-AVR端子として可能な限り直流電圧維持に貢献する端子となる。

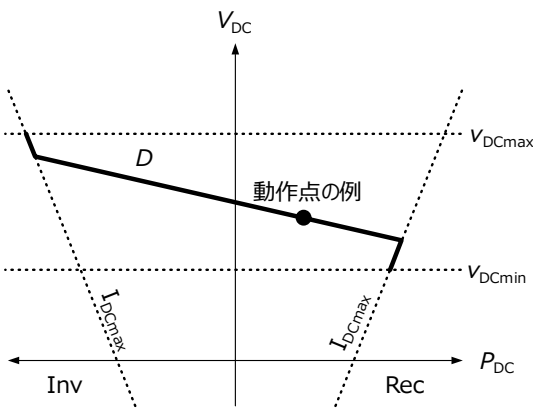


図4.3.3 ドループ制御

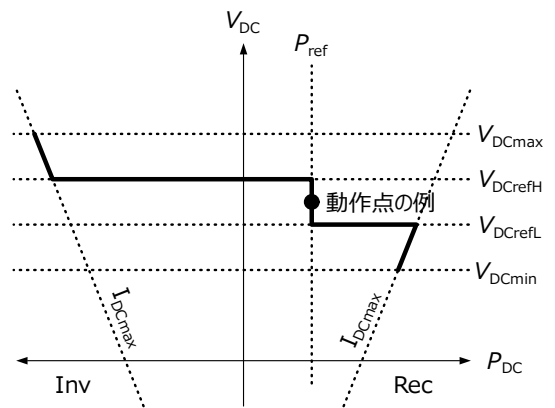


図4.3.4 2段AVR

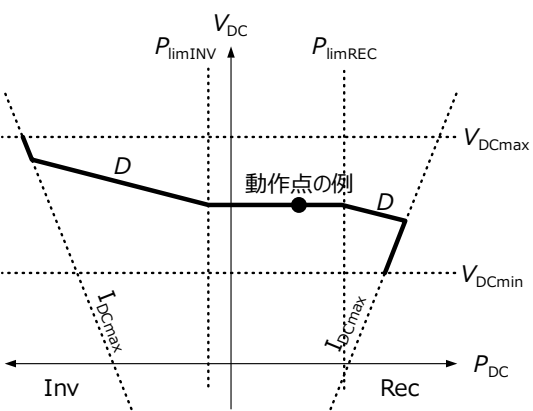


図4.3.5 不感帯ドループ制御

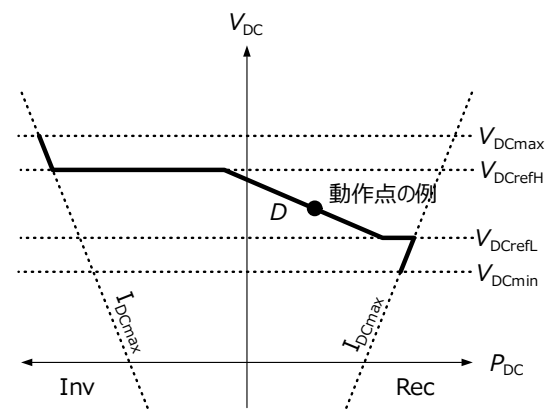


図4.3.6 緊急時直流電圧一定制御

4.3.8 緊急時ドループ制御

図4.3.7は、緊急時ドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.6の緊急時電圧一定制御とは逆に、定常運転時に電圧一定制御しており、電力が P_{limINV} と P_{limREC} の範囲を逸脱するとドループ制御に移行する。したがって、大きな直流系統擾乱が発生した場合には、ドループ制御に移行してしまうため、直流電圧維持への貢献は小さくなる。

図4.3.8は、Undead-bandドループ制御の P_{DC} - V_{DC} 特性の例である。図4.3.8は、動作点に近い範囲を傾き D_1 のドループ制御として運転し、直流電圧 V_{DC} が下限 V_{DCmin} と上限 V_{DCmax} の範囲を逸脱したら、傾き D_2 のドループ制御に移行する制御である。

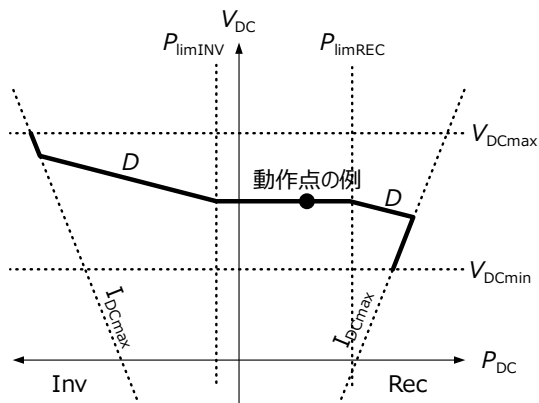


図4.3.7 緊急時ドループ制御

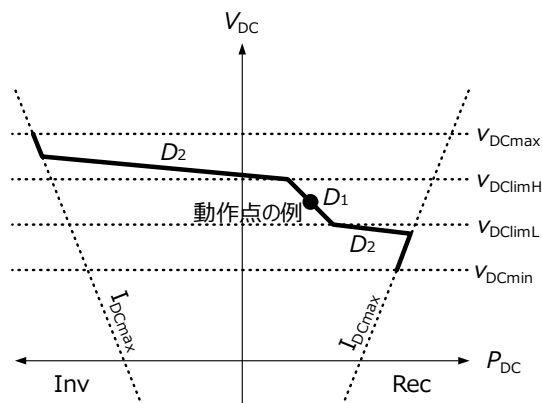


図4.3.8 Undead-bandドループ制御

4.3.9 P_{DC} - V_{DC} 特性の分類

表4.3.1は、前述の P_{DC} - V_{DC} 特性を、DC-AVR端となる陸上変換所に適したもの(Type I)、APR端となる陸上変換所に適したもの(Type II)、洋上変換所に適したもの(Type III)に分類したものである。

Type IIは、定常運転時に直流電圧を一定に制御する機能を有する。したがってDC-AVR端となる陸上変換所に適している。直流電圧維持への貢献度に応じて、直流電圧一定制御、ドループおよびその傾き、緊急時直流電圧一定制御の V_{DCrefH} と V_{DCrefL} の範囲などを設定する。なお、緊急時ドループ制御は、緊急時に直流電圧維持への貢献度がドループにより低減してしまうため、緊急時ドループ制御を適用した変換所の挙動には注意する必要がある。

Type IIは、定常運転時には電力を任意に制御しているが、緊急時には直流電圧を一定に制御する機能を有する。したがって、定常運転時にはAPR端として運転しており、緊急時に直流電圧の維持に貢献するAPR端となる陸上変換所に適している。ただし、直流電力制御に設定される変換所があってもよい。

Type IIIは、MMCのコンデンサ電圧を一定に維持するために、直流側の電力をコンデンサ電圧一括制御に活用する機能をいう。

表4.3.1 直流側制御の分類

分類	変換所	適する P_{DC} - V_{DC} 特性
Type I	DC-AVR端となる陸上変換所	<ul style="list-style-type: none"> 直流電圧一定制御 (図4.3.1) ドループ制御 (図4.3.3) 緊急時直流電圧一定制御 (図4.3.6) (緊急時ドループ制御) (図4.3.7) Undead-bandドループ制御 (図4.3.8)
Type II	APR端となる陸上変換所	<ul style="list-style-type: none"> 2段AVR (図4.3.4) 不感帯ドループ制御 (図4.3.5) 直流電力制御 (図4.3.2)
Type III	洋上変換所	<ul style="list-style-type: none"> コンデンサ電圧一定制御

4.4 各変換所の協調

本節では、多端子HVDCシステムにおいて各端子に設定するローカル制御特性に関して、直流電圧集中制御と直流電圧分散制御の2種類を例として示す。

4.4.1 直流電圧集中制御

表4.4.1は直流電圧集中制御の例である。陸上変換所のうちの1ヶ所を直流電圧一定制御（図4.3.1）に設定し、他の陸上変換所を2段AVR（図4.3.4）、不感帯ドループ制御（図4.3.5）、あるいは直流電力制御（図4.3.2）に設定する。また、すべての洋上変換所を直流電力制御（図4.3.2）に設定する。

この場合、定常運転時には直流電圧一定制御（図4.3.1）に設定された1つの陸上変換所（端子）のみがDC slack busとして直流系統の電圧維持に貢献（DC-AVR運転）し、他の陸上変換所は上位制御系等から与えられた、あるいは自身で生成した指令値にしたがって直流電力を制御する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じて変動する電力に対応するため、直流側ではコンデンサ電圧一括制御を行う。

DC-AVR端が何らかの理由で脱落した場合、陸上変換所のうち2段AVRあるいは不感帯ドループ制御に設定されている変換所が新たなDC-AVR端として直流系統の電圧維持に貢献する。

表4.4.1 直流電圧集中制御の例

変換所		適する P_{DC} - V_{DC} 特性
DC-AVR端となる陸上変換所	1つの陸上変換所	・ 直流電圧一定制御（図4.3.1）
APR端となる陸上変換所	他の陸上変換所	・ 2段AVR（図4.3.4） ・ 不感帯ドループ制御（図4.3.5） ・ 直流電力制御（図4.3.2）
洋上変換所	すべての洋上変換所	・ コンデンサ電圧一定制御

4.4.2 直流電圧分散制御

表4.4.2は直流電圧分散制御の例である。陸上変換所のうちの N ヶ所（すべてでもよい）をドループ制御（図4.3.3）、緊急時直流電圧一定制御（図4.3.6）、Undead-bandドループ制御（図4.3.8）に設定し、他の陸上変換所（零ヶ所でもよい）を2段AVR（図4.3.4）、不感帯ドループ制御（図4.3.5）、あるいは直流電力制御（図4.3.2）に設定する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じて変動する電力に対応するため、直流側ではコンデンサ電圧一括制御を行う。

この場合、定常運転時には N ヶ所の陸上変換所（端子）が例えばドループ制御の傾き D の大きさに概ね反比例した割合で、複数のDC-AVR端として協調して直流系統の電圧維持に貢献し、他の陸上変換所は与えられた、あるいは自身で生成した指令値にしたがって直流電力を制御する。また、洋上変換所は洋上WFの発電電力に応じた直流電力を制御する。

DC-AVR端のうち1端子が何らかの理由で脱落した場合、他のDC-AVR端が直流系統の電圧維持に貢献する。また、直流系統への擾乱が大きい場合は、APR端となる陸上変換所のうち直流電力制御（図4.3.2）以外に設定されている変換所が、新たにDC-AVR端として直流電圧維持に貢献する。

表4.4.2 直流電圧分散制御の例

変換所		適する P_{DC} - V_{DC} 特性
DC-AVR端となる陸上変換所	N ヶ所の陸上変換所（すべてでもよい）	・ ドループ制御（図4.3.3） ・ 緊急時直流電圧一定制御（図4.3.6） ・ Undead-bandドループ制御（図4.3.8）
APR端となる陸上変換所	他の陸上変換所（零ヶ所でもよい）	・ 2段AVR（図4.3.4） ・ 不感帯ドループ制御（図4.3.5）
洋上変換所	すべての洋上変換所	・ コンデンサ電圧一定制御

5 多端子HVDCシステムの運転状態とシーケンス

本章では、停止時から通常運転までの立ち上げや、各構成要素の故障時・故障後における特殊な運転状態など、多端子HVDCシステムの運転状態について、概ね、停止から運転の流れに沿って説明する。また、図5.1.1に各部遮断器の名称を記載した変換所の概略図（図2.3.1を再掲）、図5.1.2に状態遷移図の概略をそれぞれ示す。なお、本章で定義した多端子HVDCシステムの状態の内部に、さらに各構成要素の複数の状態が含まれることがあり、これについては各構成要素の仕様書にて規定する。

なお、以下では帰線あり双極構成を前提に説明しているが、対称単極の場合は極が1つしかないこと、帰線がないことを除き、概ね双極と同様のシーケンスである。

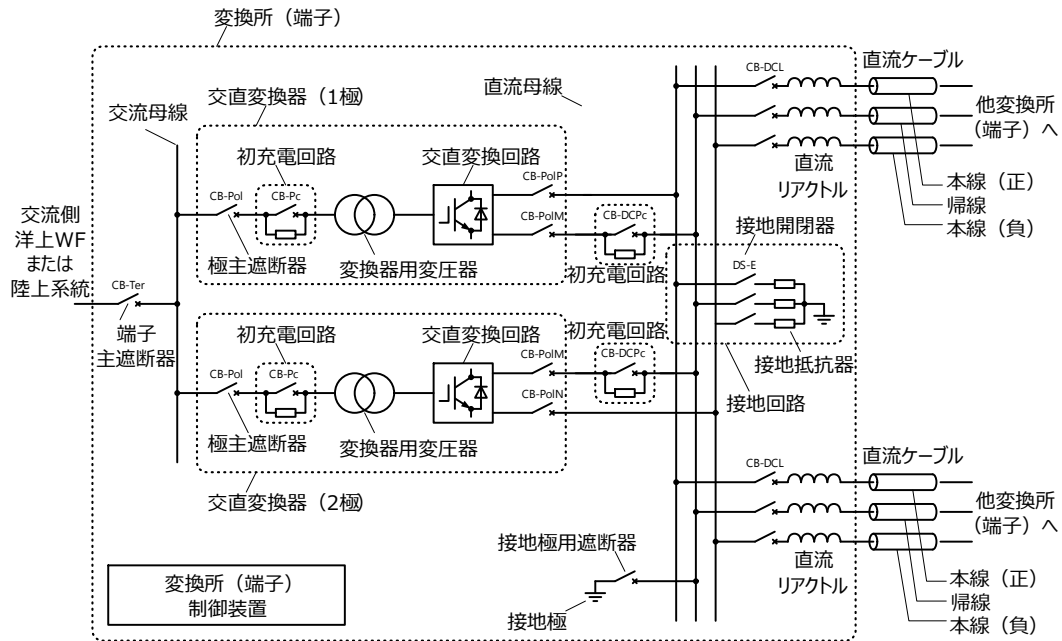


図5.1.1 双極変換所(端子)の概略図(帰線あり双極、遮断器名称参照用に図2.3.1を再掲)

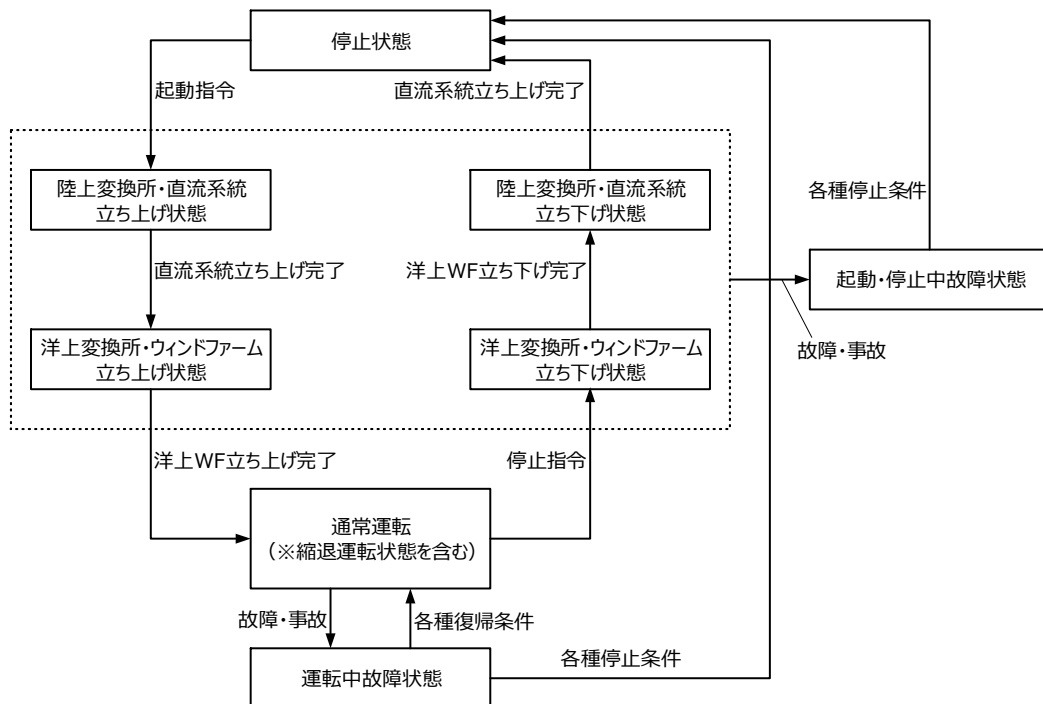


図5.1.2 状態遷移図の概略

5.1 回線休止状態

回線休止状態とは、変換所が停止状態にあるだけでなく、直流線路接地開閉器DS-Eが投入されており、かつ直流遮断器CB-DCLが開放されている状態である。このとき、直流線路は変換所から切り離された状態にある。

5.2 停止状態

本状態においては、各変換所の交直変換回路を構成するすべてのチョップセルのIGBTがオフしており（以下、「ゲートブロック」と称す）、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Polがともに開放している。また、各変換所の接地回路の接地開閉器DS-Eが投入されており、直流系統を構成する各直流ケーブルの浮遊静電容量の充電電荷はすべて放電されている（大地電位にある）状態である。さらに、洋上WFを構成するすべての風力発電装置のPCS遮断器CB-PCSが開放している。

5.3 陸上変換所・直流系統立ち上げ状態

5.3.1 初充電

1つ、あるいは複数の予め決められた陸上変換所において、直流母線と直流ケーブルの間の遮断器CB-DCL、直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを投入しておく。さらに、接地回路の設置開閉器DS-Eを開放しておく。また、初充電回路のCB-ACPcを開放しておく。各変換所の交直変換回路を構成するすべてのチョップセルのIGBTがオフしている。

この状態で、端子主遮断器CB-Ter、極主遮断器CB-Polを投入すると、初充電回路の抵抗器（初充電抵抗器）を介して、当該陸上変換所の各チョップセルのコンデンサが、定格には至らないものの、ある電圧まで充電される他、当該陸上変換所に接続している各直流ケーブルも、同じく定格には至らないものの、ある電圧まで充電される。

各チョップセルのコンデンサ電圧や直流ケーブルの電圧が予め設定した値を超えた場合、あるいは予め設定した一定時間を経過した場合、初充電回路のCB-ACPcを投入する。CP-Ter、CB-Polの投入からCB-Pcの投入までの運転を「初充電」と称する。

5.3.2 直流電圧確立

さらに、各チョップセルのIGBTのスイッチングを開始し（以下、「ゲートデブロック」と称す）、交直変換器制御装置（極制御装置）の働きにより、各チョップセルのコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる。この際、コンデンサを充電するエネルギーを陸上系統から得る。このように、IGBTのスイッチングによってコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる運転をそれぞれ「コンデンサ電圧確立」、「直流電圧確立」と称する。

5.3.3 本状態における注意点と検討課題

なお、例えば1つの陸上変換所のみを以上のように動作させた場合、直流系統を構成するすべての直流ケーブルが充電されるとは限らない（当該陸上変換所に接続していない直流ケーブルも存在するため）。また、他の交直変換所の各チョップセルのコンデンサも充電されない。これに対して、例えばすべての洋上・陸上変換所のCB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを投入しておけば、1つの陸上変換所が初充電と直流電圧確立を行えば、すべての直流ケーブルと他の洋上・陸上変換所のチョップセルのコンデンサを充電できる。

5.4 洋上変換所・洋上WF立ち上げ状態

前節の「陸上変換所・直流系統立ち上げ状態」によって、洋上変換所のチョップセルのコンデンサが、定格には至らないものの、ある電圧まで充電されたとする。この状態で、洋上変換所の各チョップセルをゲートデブロックし、交直変換器制御装置（極制御装置）の働きによって、各チョップセルのコンデンサ電圧を定格まで立ち上げる。この際、コンデンサを充電するエネルギーを直流系統から得る。このように、IGBTのスイッチングによってコンデンサ電圧と直流ケーブルの電圧を定格まで立ち上げる運転を、陸上変換所の場合と同様に「コンデンサ電圧確立」と称する。なお、コンデンサ電圧確立に十分な容量の補助電源装置や非常用電源装置が洋上変換所に設けられている場合には、これらを用いてコンデンサを充電する方式も考えられる。コンデンサ電圧確立後、一旦、各チョップセルをゲートブロックする。

コンデンサ電圧確立した洋上変換所において、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Terを投入し、IGBTを再びゲートデブロックし、変換器用変圧器、昇圧変圧器を介して洋上WFに供給する交流電圧を供給する。洋上WFに交流電圧を供給する運転を「洋上WFの立ち上げ」あるいは「ブラックスタート」と称する。

洋上WFを構成する各風力発電装置は、自身のPCS遮断器の上位側に交流電圧が供給されるとPCS遮断器を投入し、パワーコンディショナ(PCS)の運転を開始する。以降、風力発電装置としての通常運転に以降する。

5.5 通常運転状態

通常運転状態とは、5.3, 5.4節で説明した一連の動作によって、多端子HVDCシステムのすべての変換所が直流系統に連系した後、洋上変換所においては洋上WFからの発電電力を直流系統に出力し、陸上変換所においては洋上WFからの発電電力を直流系統から受電して陸上系統に出力している状態である。また、陸上変換所が複数ある場合には、それらの間でも電力を融通する。

本状態において、洋上WFを構成する各風力発電装置は、最大電力点追従(maximum power point tracking: MPPT)制御に従って電流源として電力を出力（注入）し、洋上変換所は洋上WFから受電した電力を直流系統に電流源として出力（注入）する。

洋上WFからの電力は、洋上変換所を構成する各チョップセルのコンデンサを充電する。洋上変換所は、各チョップセルのコンデンサ電圧を概ね一定に維持するため、直流側に電流源として電力を出力する。まとめると、洋上変換所は交流側（洋上WF側）に対してはCVCF運転する。陸上変換所の1つまたは複数、直流系統の電圧を概ね一定に維持する。

5.6 洋上変換所・洋上WF立ち下げ状態

本状態は、通常運転状態から洋上WF、洋上変換所を立ち下げる運転状態である。上位制御系等から洋上WFに停止指令が送られると、洋上WFを構成する各風力発電装置のPCSがゲートブロックし、さらにPCS遮断器が開放となる。その後、洋上変換所をゲートブロックし、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Ter、および直流側のCB-PolP、CP-PolM、CP-PolNを開放する。これによって、洋上変換所は交流側（洋上WF側）、直流側（直流系統側）ともに切り離される（解列する）。

5.7 陸上変換所・直流系統立ち下げ状態

本状態は、前節の動作によって洋上WFと洋上変換所が停止、切り離された後、陸上変換所を停止、切り離し、直流ケーブルの浮遊静電容量の電荷を放電する運転状態である。

陸上変換所をゲートブロックし、極主遮断器CB-Pol、端子主遮断器CB-Terを開放する。これによって、洋上変換所は交流側（陸上系統）と切り離される（解列する）。なお、複数の陸上変換所が存在する場合には、順次、これらを解列するが、APR端を先に解列し、DC-AVR端を後から解列する。

すべての陸上変換所が交流側（陸上系統側）から解列した後、任意の1つまたは複数の陸上変換所において、接地回路の設置開閉器を投入する。これによって、直流回路の各直流ケーブルに蓄積されていた電荷を放電し、各直流ケーブルの電位を大地電位とする。

以上の一連の動作により、多端子HVDCシステムは5.2節に示した停止状態となる。

5.8 運転中故障状態

本状態は、通常運転状態において、陸上系統の地絡・短絡事故、直流系統の地絡・短絡事故等に起因する過電圧、過電流、その他機器の故障に伴う異常を検出した場合に相当する。この状態においては、予め定義された手順に従って、各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等を動作させる（これを「保護連動」と称する）。

例えば陸上系統での地絡・短絡事故が除去され、交流母線の電圧が回復し、かつ、各変換所の構成要素、直流系統の直流ケーブルに異常（故障）がない場合、各変換所の運転を再開する。また、時変換所（端子）、交直変換器（極）、直流ケーブル等に異常（故障）が発生している場合、健全な端子、極、直流ケーブルのみを用いて、後述する縮退運転に移行する。

5.9 起動停止中故障状態

本状態は、陸上変換所・直流系統立ち上げ/立ち下げ状態、洋上変換所・洋上WF立ち上げ/立ち下げ状態において、陸上系統の地絡・短絡事故、直流系統の地絡・短絡事故等に起因する過電圧、過電流、その他機器の故障に伴う異常を検出した場合に相当する。この状態においては、予め定義された手順に従って、各変換所の交直変換器、遮断器、開閉器等を動作させる（これを「保護連動」と称する）。この状態からは、故障や事故が除去された際にも、通常運転状態には移行せず、停止状態に移行する。

5.10 縮退運転状態

本節では、通常の運転状態をはじめとする各状態から、いずれかの構成要素が故障によって失われた際に、残された健全な部分を用いた運転、すなわち縮退運転状態を説明する。

なお、本仕様書では、縮退運転状態は通常運転状態の内部状態と扱う。

5.10.1 直流ケーブル断線

図5.10.1に、直流ケーブルが断線した場合の例を示す。直流ケーブルが断線した場合、その直流ケーブルを用いた送電は当然不可能になるが、直流系統の構成によっては、他のルートで送電を継続できる場合がある。これを迂回送電と称する。この場合、図5.10.1中に「※」で記した直流ケーブル（以下、「迂回ルート」と称す）には、2つの洋上WFの発電電力が共に流れることになる。したがって、気象条件によっては、迂回ルートが過負荷となってしまう恐れがある。このため、上位制御系から各洋上WFに出力制限指令を与える等の措置が必要となる。なお、直流ケーブルの点検等に伴って、本状態になることもあり得る。

5.10.2 端子脱落

変換所（端子）が脱落する場合、それが洋上変換所か陸上変換所かで、多端子HVDCシステムの運転の様相（応動）は異なる。特に、DC-AVR端が脱落した場合、直流系統の電圧が変動し、許容範囲を逸脱してしまう恐れがある。また、直流系統の電力潮流が変化するため、一部の直流ケーブルや陸上変換所が過負荷となる恐れもある。したがって、各変換所でのローカルな制御、あるいは上位制御系の働きによって、直流系統の電圧や直流ケーブルの電流を許容範囲内に維持する必要が生じる。

図5.10.3に、洋上変換所が脱落した場合の例を示す。図5.10.3では左上の洋上変換所が脱落しており、これに伴って1つの洋上WFも停止している。この場合においても、青矢印で示した通り、脱落した洋

上変換所の母線を解した2つ（あるいはそれ以上の）直流ケーブル間での送電は可能である。上位制御系は、何らかの方法で変換所の脱落を検出し、以後の多端子HVDCシステムの制御に反映する。

図5.10.2に、陸上変換所が脱落した場合の例を示す。図5.10.2では右上の陸上変換所が脱落している。陸上変換所が脱落した場合、この場合においても、青矢印で示した通り、脱落した陸上変換所の母線を解した2つ（あるいはそれ以上の）直流ケーブル間での送電は可能である。脱落した陸上変換所がDC-AVR運転によって直流システムの電圧維持に参加していた場合、健全な陸上変換所の負担が増加する可能性がある。また、脱落した陸上変換所のみがDC-AVR運転していた場合、直流システムの電圧維持ができなくなってしまう。したがって、各変換所は、ローカル制御において、ドロップ特性等、DC-AVR運転をしていた陸上変換所の脱落に備えておく必要がある。また、上位制御系は、何らかの方法で変換所の脱落を検出し、以後の多端子HVDCシステムの制御に反映する。

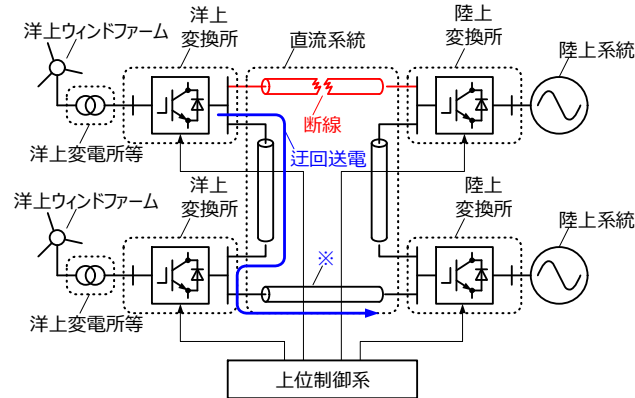


図5.10.1 直流ケーブル断線

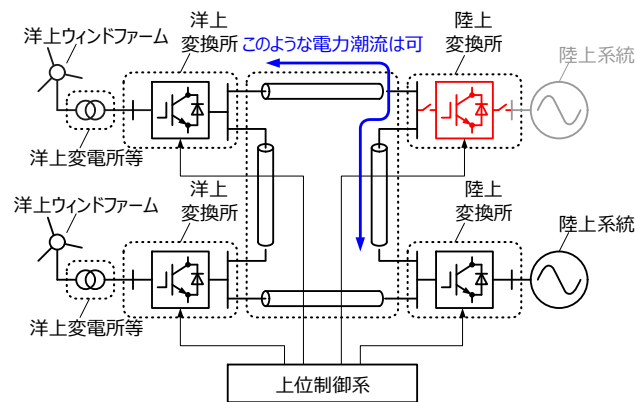


図5.10.2 端子脱落（陸上）

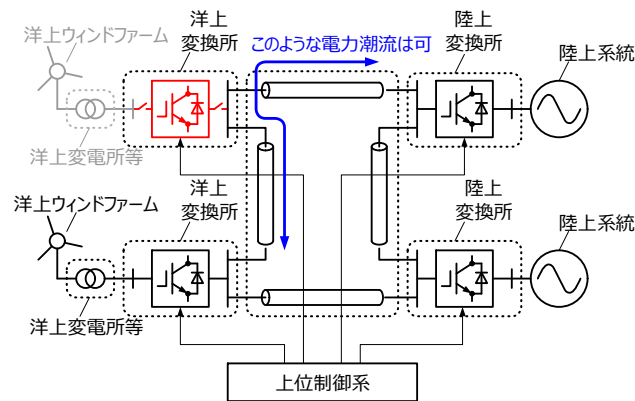


図5.10.3 端子脱落（洋上）

5.10.3 極脱落

極脱落は、帰線あり双極の場合のみ発生する縮退運転状態である。図5.10.4に、ある変換所の1つの極が脱落した場合の例を示す。極脱落が発生した場合においても、変換所（端子）としては双極合計の定格容量の50%まで電力を融通できる。また、直流母線に接続されている直流ケーブルは直流系統と連系を維持しているため、当該変換所を電力が通過することはできる。

洋上変換所で極脱落が発生した場合、風況によっては洋上WFの全発電電力を交直変換することはできない。したがって、上位制御、あるいは端子制御の働きにより、洋上WFの発電電力を抑制する、あるいは一部の風力発電装置を停止する等の措置が必要になる。

AVR端で極脱落した場合、当該変換所の交直変換容量が50%に低減するため、直流系統の電圧が変動し、許容範囲を逸脱してしまう恐れがある。また、直流系統の電力潮流が変化するため、一部の直流ケーブルや陸上変換所が過負荷となる恐れもある。各変換所でのローカルな制御、あるいは上位制御の働きによって、直流系統の電圧や直流ケーブルの電流を許容範囲内に維持する必要がある。

当該変換所が第1極、第2極のいずれか片方みの運転となるため、直流系統の正、負本線の電流に差が生じ、帰線（中性線）に電流が流れる。中性線に電流が流れると、送電損失の増加につながるため、他の変換所で中性線の電流を低減するように制御する等の措置が考えられる。

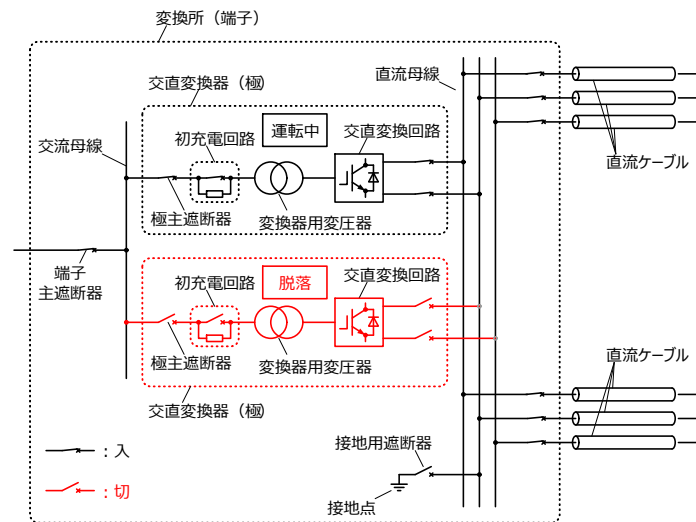


図5.10.4 極脱落の概略図

5.10.4 直流系統分離

図5.10.5に、直流系統分離の概略図を示す。図5.10.5では、2つの直流ケーブルが断線した結果、直流系統が図の上半分と下半分に分離し、それぞれがpoint-to-pointのHVDCシステムとなっている。なお、本資料では4端子を例示しているが、5端子以上であれば、直流系統が分離してもなお3端子以上となる場合があり得る。図5.10.1の状態からさらに別の直流ケーブルが断線した場合に、図5.10.5のような状態となる。また、直流ケーブルの点検等に伴って、図5.10.5の状態になることもあり得る。

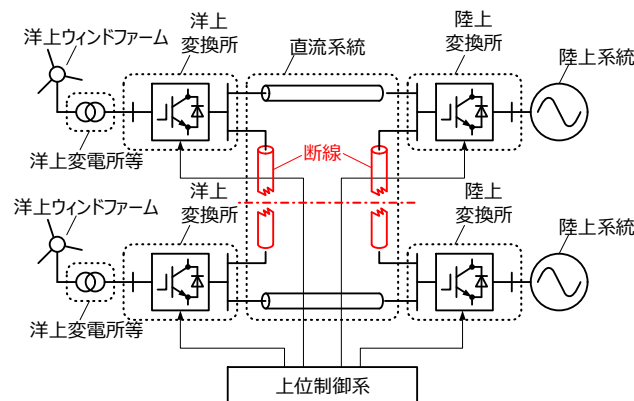


図5.10.5 直流系統分離の概略図

5.11 再連系

5.11.1 端子再連系

図5.11.1に双極変換所（端子）の概略図を示す。端子脱落状態においては、各変換所の交直変換所はゲートブロックしており、端子主遮断器CB-Ter, 極主遮断器CB-Pol, 直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP・CB-PolM・CB-PolN, 直流母線と直流リアクトルの間の遮断器CB-DCL, 交流側初充電回路CB-Pc, 直流側初充電回路CB-DPCは全て開放状態であるとする。

端子再連系とは、系統事故や変換器故障などによって端子脱落に至った変換所が、再び多端子HVDCシステムの通常運転に復帰するまでの一連の動作である。

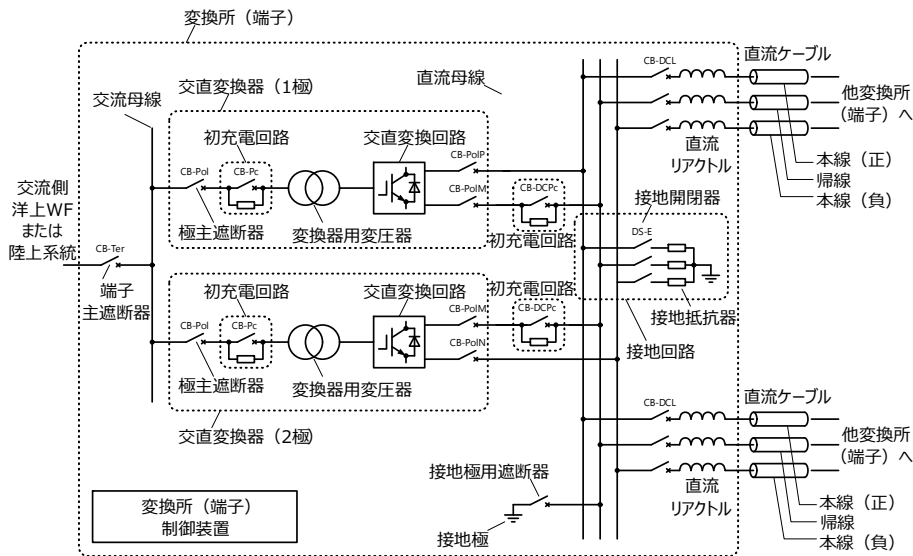


図5.11.1 双極変換所（端子）の概略図（図5.1.1を再掲）

上位制御系より再連系指令を受けた端子は、チョップセルのコンデンサを定格まで確立した後、多端子HVDCシステムに再連系する。コンデンサの電圧を確立するのに必要なエネルギーを、交流側（洋上WFまたは陸上系統）から授受する方法と、直流系統から授受する方法がある。

交流側から充電してコンデンサ電圧を確立する場合には、初充電およびコンデンサ電圧確立を行う。コンデンサ電圧確立後、直流母線と各極の間の遮断器CB-PolP・CB-PolM・CB-PolN, 直流母線と直流リアクトルの間の遮断器CB-DCLを投入する。なお、初充電の開始時点で、各チョップセルのコンデンサが予め設定した値を超えている場合は、初充電を省略してもよい。

直流側から充電してコンデンサ電圧を確立する場合には、追加初充電およびコンデンサ電圧確立を行う。コンデンサ電圧確立後、端子主遮断器CB-Ter, 極主遮断器CB-Polを投入する。なお、追加初充電の開始時点で、各チョップセルのコンデンサが予め設定した値を超えている場合は、追加初充電を省略してもよい。

5.11.2 極再連系

極再連系の場合も、端子再連系と同様に、交流側ないし直流系統からコンデンサの電圧を確立するのに必要なエネルギーを授受する。チョップセルのコンデンサを定格まで確立した後、多端子HVDCシステムに再連系する。

6. 多端子HVDCシステムにおける想定事故と構成機器の事故時応動

洋上WFに接続された多端子HVDCシステムにおいて想定される各種の事故は次ページ以降に示すとおりである。また、多端子HVDCシステムの構成機器の事故時応動をあわせて示す。

なお、多端子HVDCシステムにおける交直変換器、交流遮断器、直流遮断器、直流母線、直流ケーブルなど機器にはさまざまな構成方法が考えられるため、以降に示す想定事故および構成機器の事故時応動はある一例を示すものである。

<想定した事故種類>

- * 陸上系統事故
- * 直流系統事故（本線地絡）
- * 直流母線事故
- * 洋上高圧集電系統（送電ケーブル）事故
- * 洋上中圧集電系統（ストリング）事故
- * 風力発電装置内部故障
- * 陸上変換所脱落
- * 洋上変換所脱落
- * 上位制御系故障

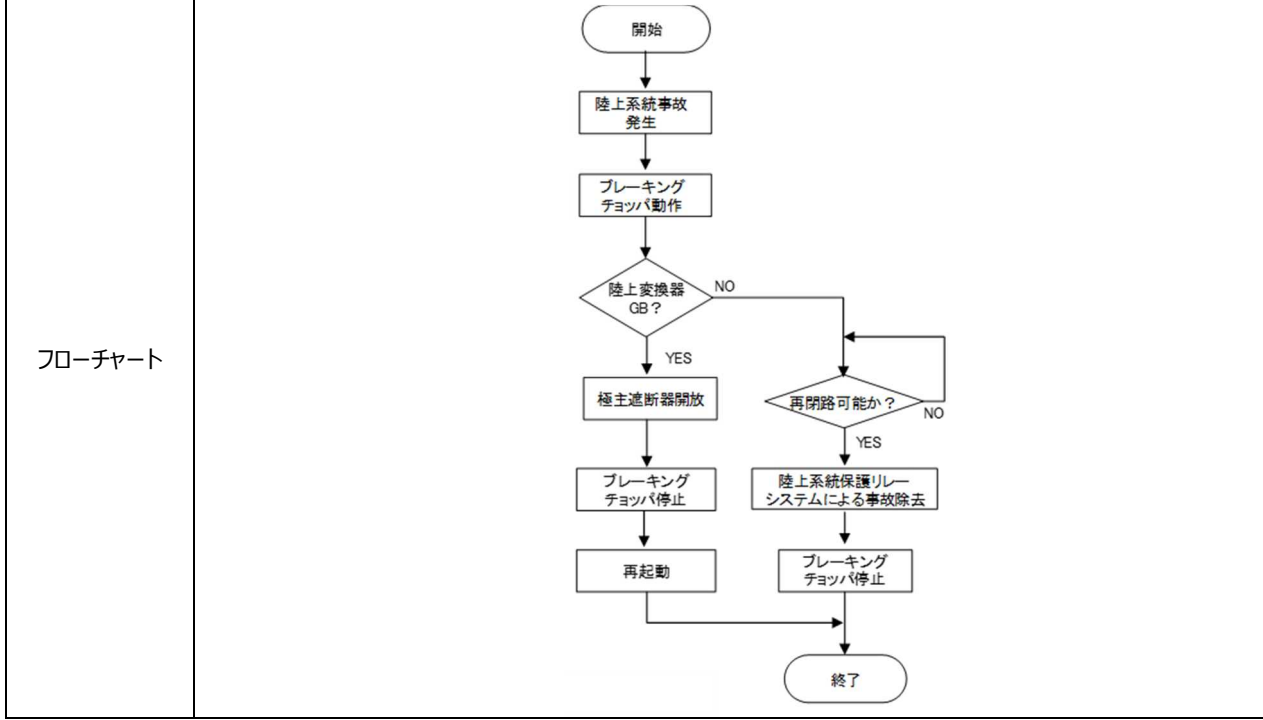
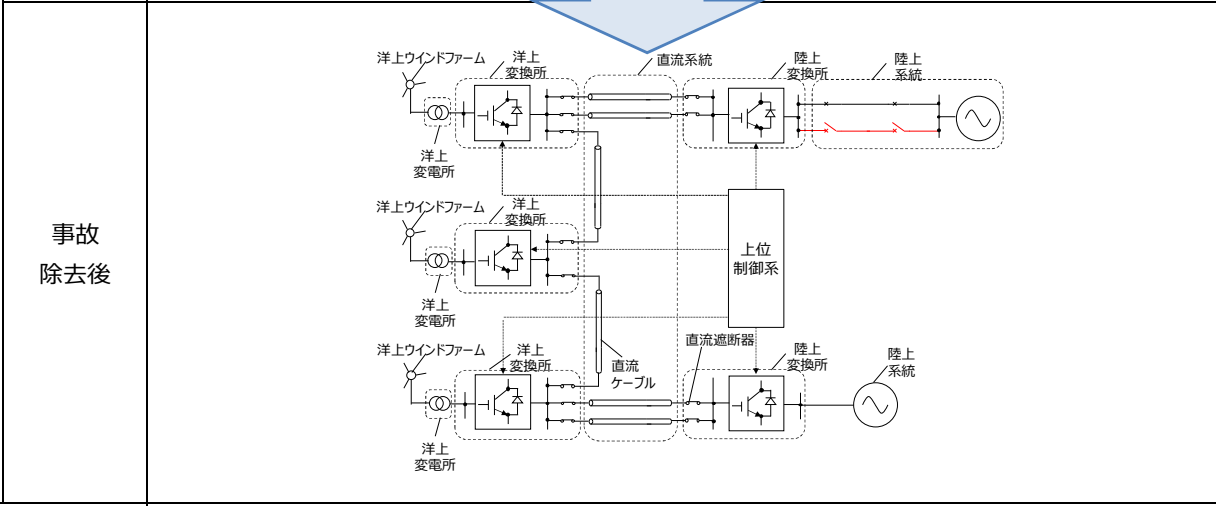
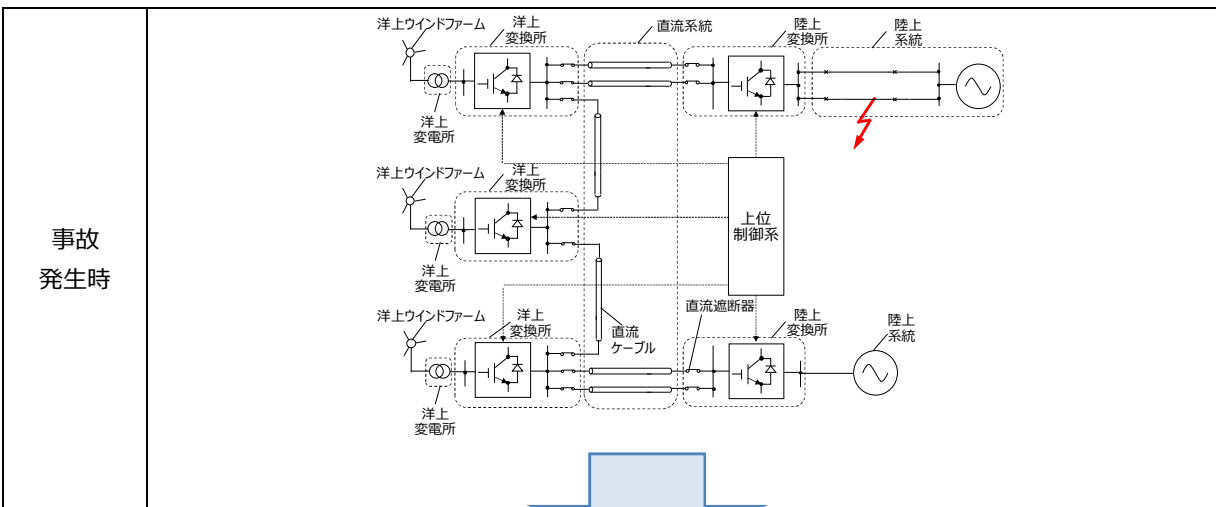
<構成機器>

- * 洋上WF（発電機，PCS）
- * 洋上変換所 交流遮断器（中圧集電系統）
- * 洋上変換所 交流遮断器（高圧集電系統）
- * 洋上変換所 交直変換回路
- * 洋上変換所 交直変換回路～直流母線間 直流遮断器（※）
- * 洋上変換所 直流母線～直流ケーブル間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 直流母線～直流ケーブル間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 交直変換回路～直流母線間 直流遮断器（※）
- * 陸上変換所 交直変換回路
- * 陸上変換所 交流遮断器
- * 陸上系統 送電線交流遮断器

（※）ここでの直流遮断器は構成方法の一例であり、直流遮断器ではなく直流断路器などの開閉装置を用いることも考えられる。

想定事故種類	陸上系統事故
--------	--------

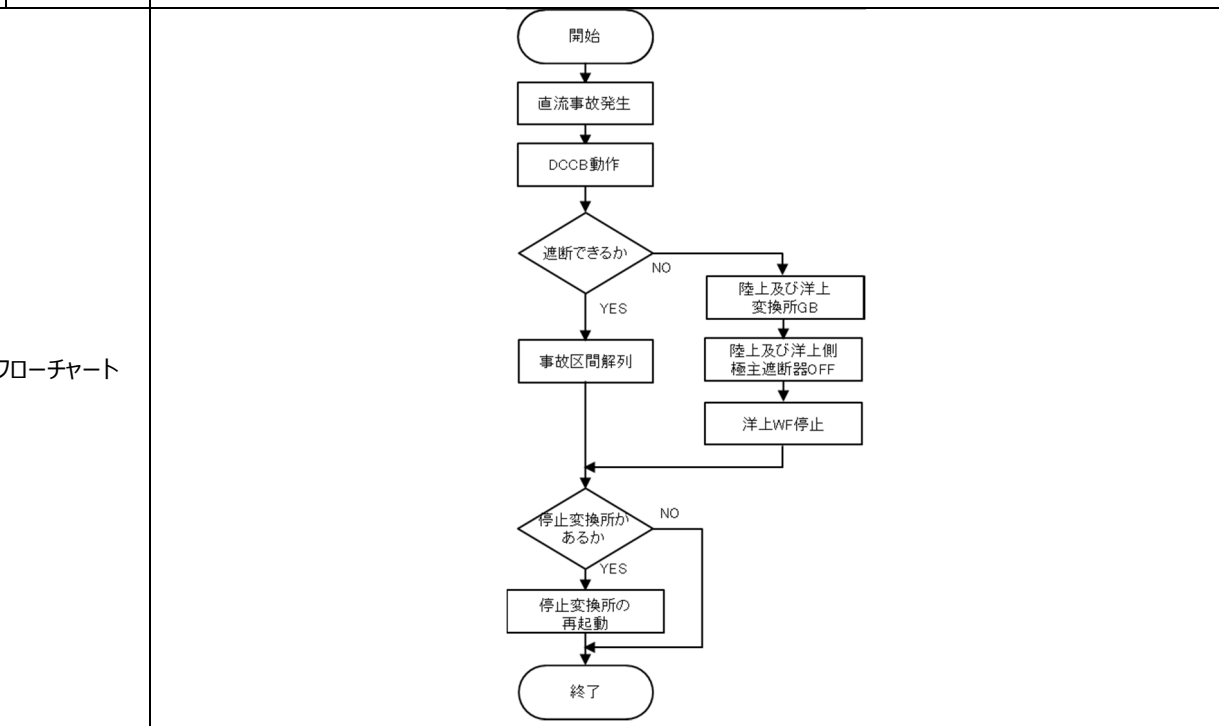
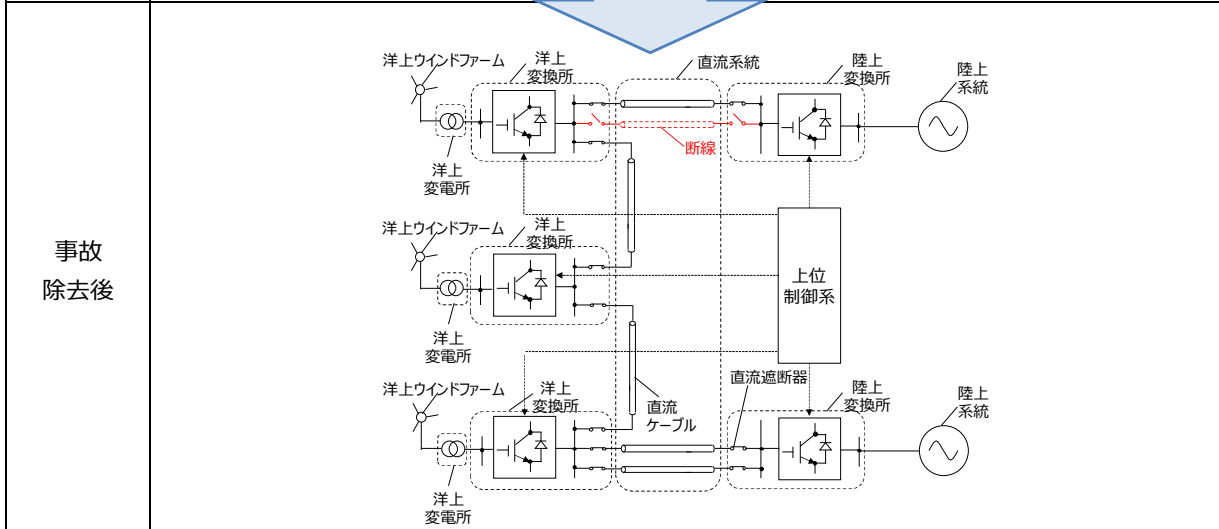
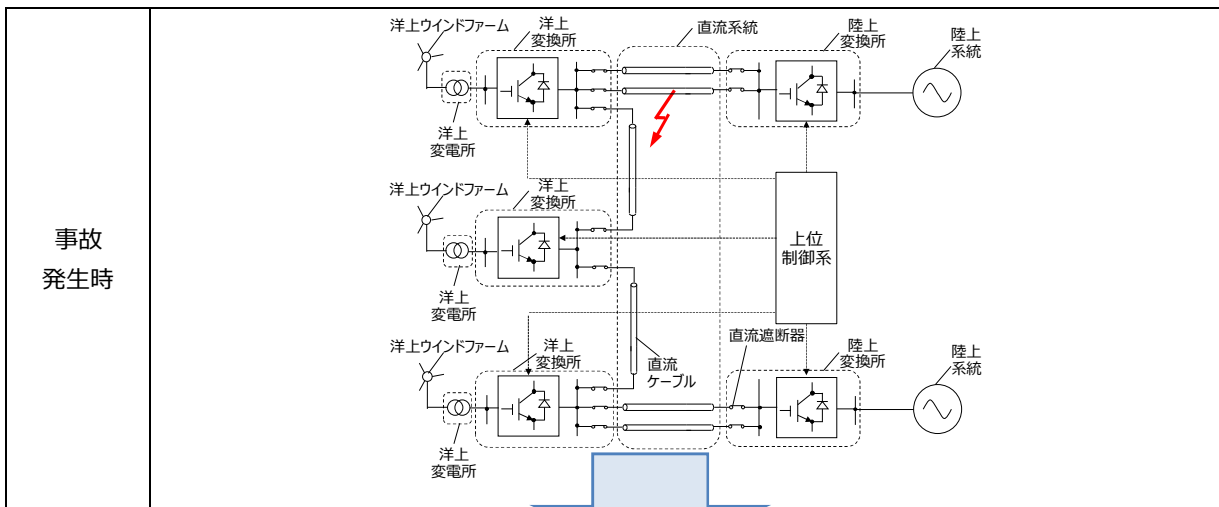
概念図



想定事故種類	陸上系統事故
事故発生直後の応動	<ul style="list-style-type: none"> ・事故が発生した陸上系統に連系する陸上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続（FRT: Fault Ride Through）することが望ましい。ただし、過電流、過電圧を検出した場合には一時的にゲートブロックしてもよいものとする。 ・陸上系統で事故が発生したことを上位制御に通知する。 ・当該変換所が、事故直前にインバータ運転していた場合には、必要に応じてブレーキングチョッパを動作させる。 ・事故は、一定時間内に陸上系統の保護リレー及び遮断器開放によって除去される。 ・交流側保護リレーシステムと遮断器は、事故除去後再開路を行う。
事故除去の方法	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故点が切り離される。一定時間後、事故点を含む送電線は再開路される。
事故除去後の応動	
陸上変換所	陸上変換所のブレーキングチョッパは動作時間以内に動作を終了する。事故によってゲートブロックした場合は、極主遮断器をOFFにする。変換所が再起動できる場合は、再起動を行う。
洋上変換所	事故前の運転状態を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	事故前の運転状態を継続する。
洋上WF	事故前の運転状態を継続する。
上位制御	変換所が運転継続する場合は、事故前の運転状態を継続する。
備考	

想定事故種類 直流系統事故（本線地絡）

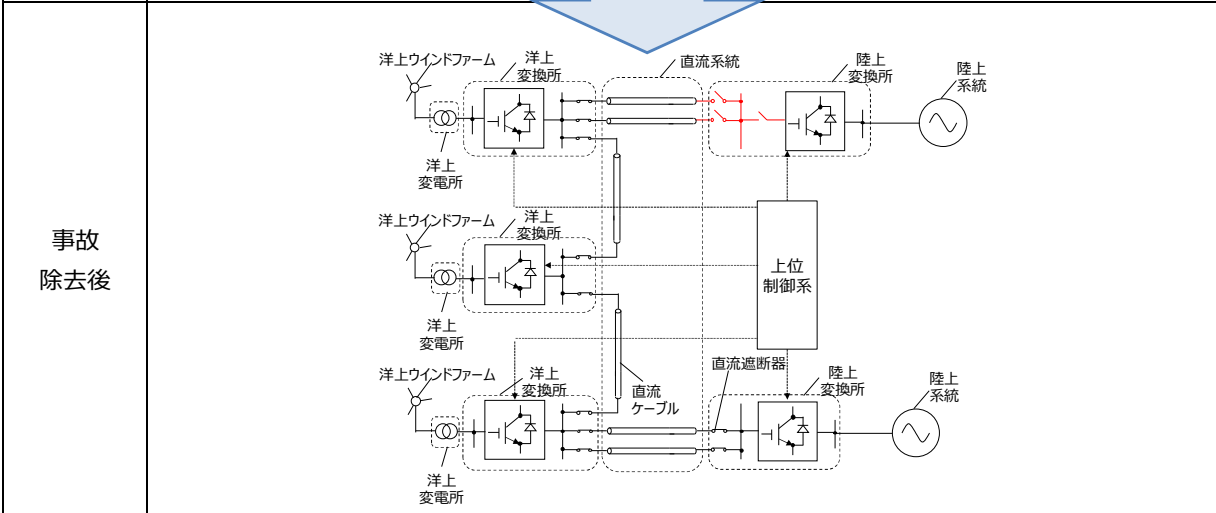
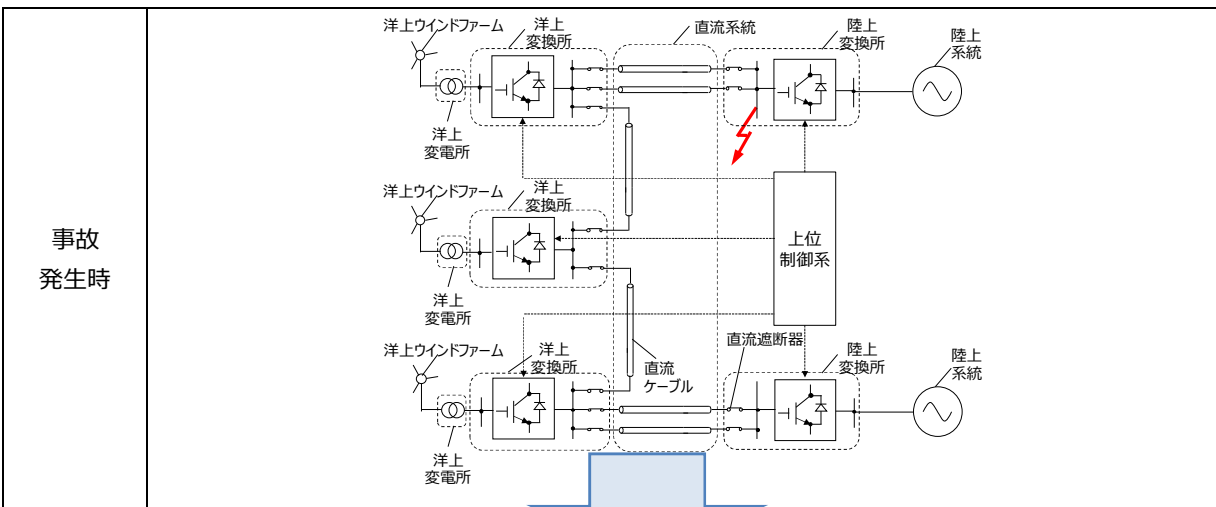
概念図



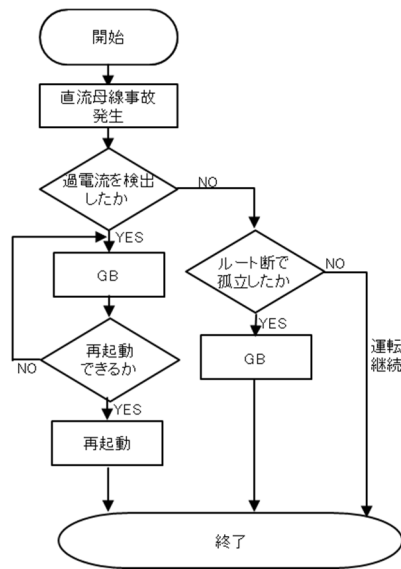
想定事故種類	直流系統事故（本線地絡）
事故発生直後の応動	<ul style="list-style-type: none"> ・直流遮断器を開極することにより事故電流を遮断し、直流系統から事故区間を解列する。 ・事故直後も各変換所は運転を継続することが望ましいが、過電流を検出した陸上変換所および洋上変換所はゲートブロックしてもよい。この場合、ゲートブロックする時間は短時間が望ましい。 ・双極あるいは非対称単極の場合、ゲートブロック後も陸上系統から事故電流が流入し続けるため、極主遮断器を開放する。対称単極の場合、健全極の対地電位が理論上、2puまで上昇する。対地電位の上昇が許容できない場合、サージアレスタによって過電圧を抑制するなどの対策が必要である。 ・洋上変換所がゲートブロックした場合、洋上WFは交流電圧異常等を検出（FRT要件を逸脱）して停止する。
事故除去の方法	直流遮断器を開極することによって、直流系統から地絡したケーブルを切り離す。永久事故であるため、再開路は想定しない。直流遮断器の開極によって他変換所とルート断となる変換所は脱落する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	事故によってゲートブロックとなった後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動（ゲートデブロック）を行う。他の変換所とルート断になって孤立した場合には変換所脱落に至る。脱落后、交流系統に対してSTATCOMとして運転してもよい。
洋上変換所	事故によってゲートブロックとなった後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動を行う。他の変換所とルート断になって孤立した場合には変換所脱落に至る。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	連系している洋上変換所がゲートブロックしている場合、停止し続ける。その後、当該変換所が再起動した場合、交流電圧の復帰をもって運転を再開する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	直流遮断器の投入・開放情報や変換器故障情報等を用いて直流事故の発生箇所と停止端子を把握した上で、ドループ指令値を更新。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備考	事故後も変換所が運転継続し、事故前の潮流状態をできる限り維持することが望ましいが、多端子HVDCシステムの運用者の保護思想に従って保護協調を検討する。上位制御がドループ指令を更新するまでの間、一部のケーブルで過負荷となる可能性があるが、ダイナミックレイティング等で回避できる可能性もある。

想定事故種類	直流母線事故
--------	---------------

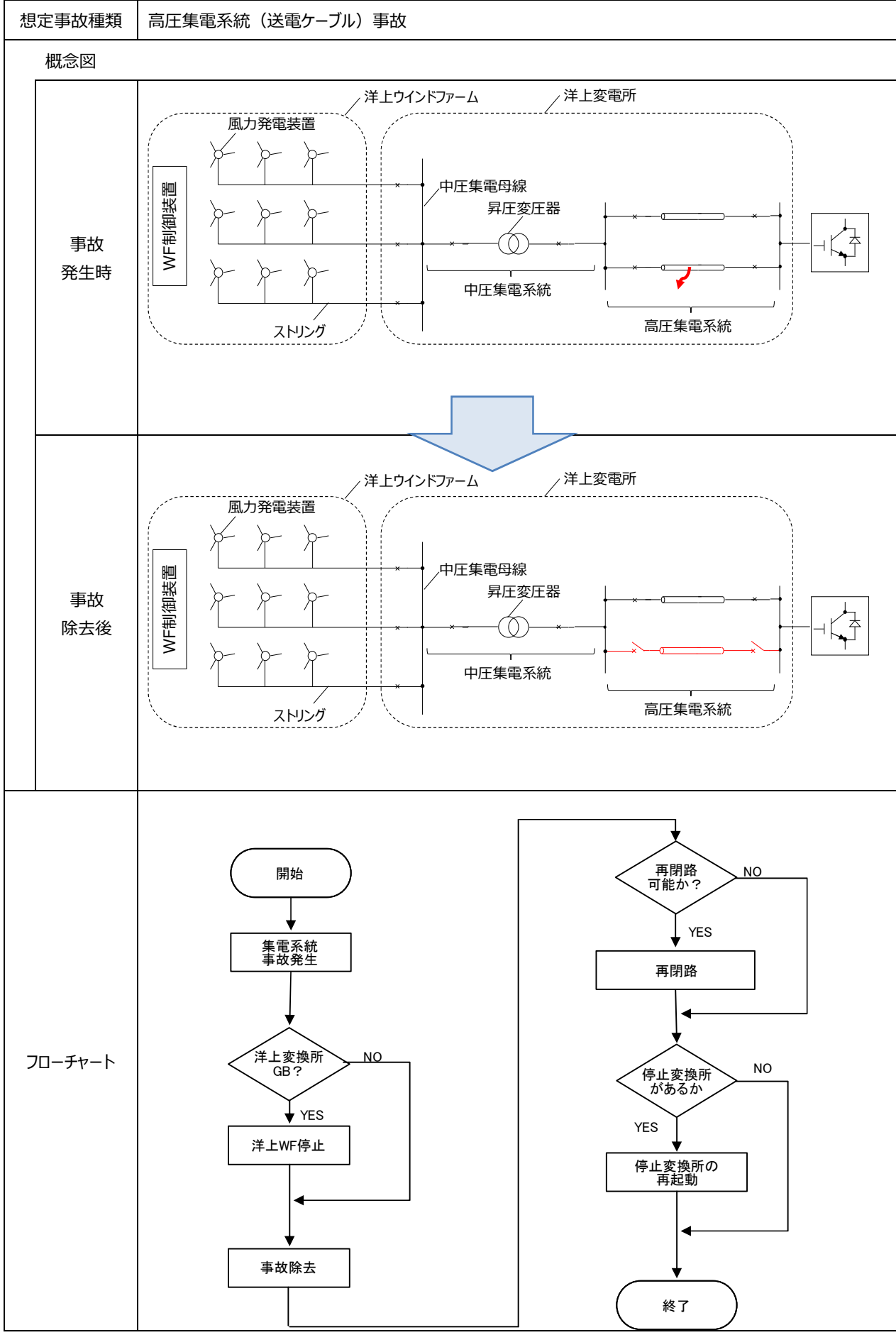
概念図



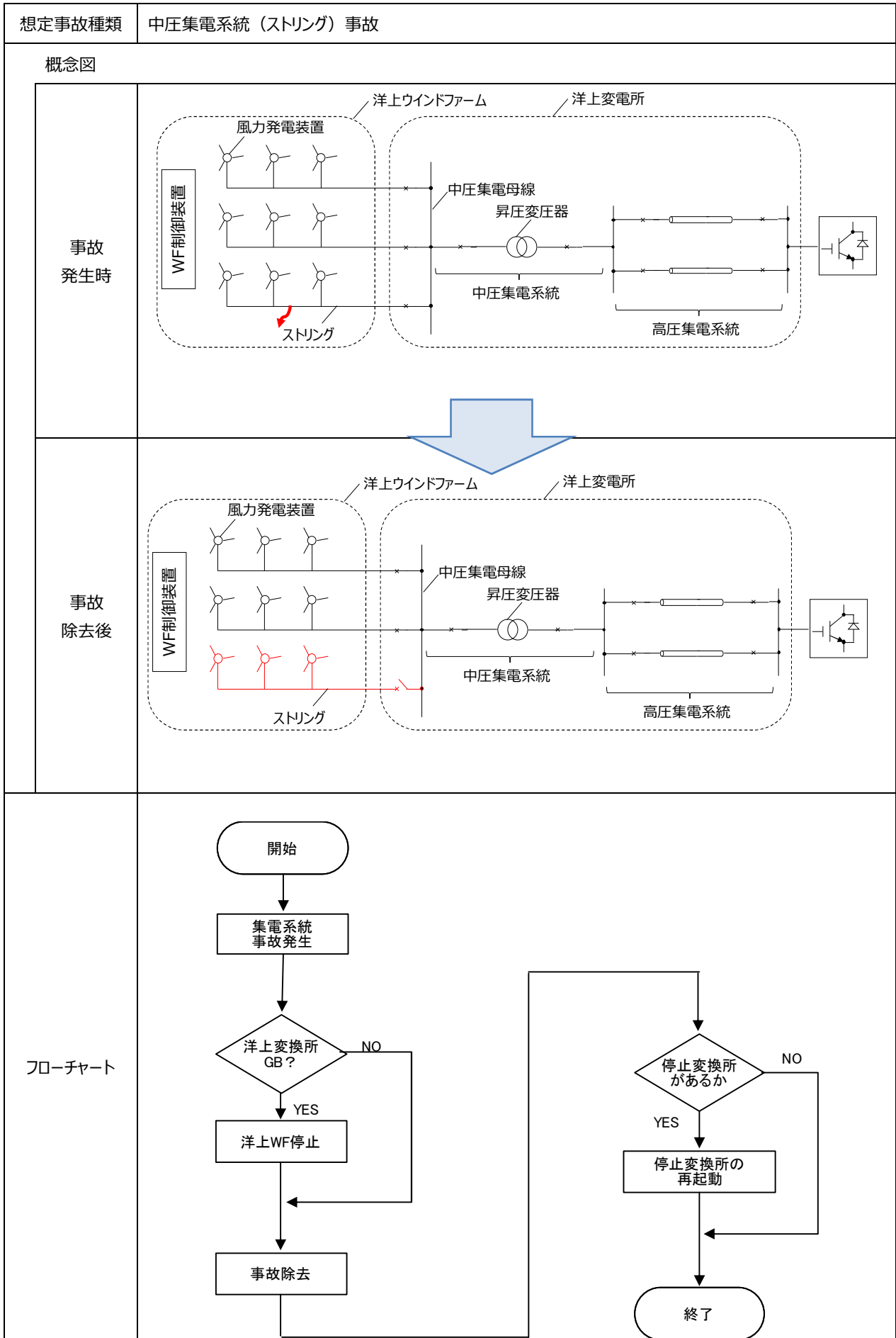
フローチャート



想定事故種類	直流母線事故
事故発生直後の応動	<ul style="list-style-type: none"> ・事故電流を適切に遮断可能な直流遮断器を開極し、直流系統から事故母線を切り離す。この直流遮断器は事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・直流遮断器の開極により他の変換所とルート断となり孤立する変換所（事故母線近傍の変換所を含む）は即時ゲートブロックし、変換所脱落に至る。 ・事故直後も各変換所は運転を継続することが望ましいが、過電流を検出した陸上変換所および洋上変換所はゲートブロックしてもよい。この場合、ゲートブロックする時間は短時間が望ましい。 ・双極あるいは非対称単極の場合、ゲートブロック後も陸上系統から事故電流が流入し続けるため、極主遮断器を開放する。対称単極の場合、健全極の対地電位が理論上、2puまで上昇する。対地電位の上昇が許容できない場合、サージアRESTAによって過電圧を抑制するなどの対策が必要である。 ・洋上変換所がゲートブロックした場合、洋上WFは交流電圧異常等を検出（FRT要件を逸脱）して停止する。
事故除去の方法	事故電流を適切に遮断可能な直流遮断器を開極することによって、直流系統から事故母線を切り離す。単一母線で冗長性がなく、永久故障である場合には直流遮断器の再開路は想定しない。したがって、事故母線の変換所は脱落となる。
事故除去後の応動	
陸上変換所	事故によってゲートブロックした後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動（ゲートデブロック）を行う。当該変換所が脱落した場合は、交流系統に対してSTATCOMとして運転してもよい。
洋上変換所	事故によってゲートブロックした後に、再起動できる場合はなるべく速やかに再起動を行う。当該変換所が脱落した場合には再起動せずに停止状態へ移行する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器による。
集電系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	連系している洋上変換所がゲートブロックしている場合、停止し続ける。その後、当該変換所が再起動した場合、交流電圧の復帰をもって運転を再開する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	直流遮断器の投入・開放情報や変換器故障情報等を用いて直流事故の発生箇所と停止端子を把握し、ドループ指令値を更新する。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備考	事故点が切り離される前に事故母線以外の変換所が脱落することがないように保護協調の検討が必要である。陸上変換所の脱落によって洋上WFの発電電力が送受電可能な量を超過した状態が継続すると、運転継続している変換所が過電圧による長時間停止に至る可能性がある。これを回避できるよう上位制御から各洋上WFに出力制限指令を与える等の対策の検討が必要である。



想定事故種類	高圧集電系統（送電ケーブル）事故
事故発生直後の応動	洋上WFおよび/または洋上変換所から事故点に事故電流が流入する。洋上WFおよび洋上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続する(FRT)が、それぞれの要件を逸脱した場合は、ゲートブロックしてもよいものとする。
事故除去の方法	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。2回線などの冗長性がない場合、これによって、洋上変換所と洋上WFの間がルート断となる場合には、当該洋上変換所は脱落する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、事故中にゲートブロックした場合はゲートデブロックして運転を再開する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。
洋上風力	連系している洋上変換所がゲートブロックし、その後ゲートデブロックし、集電系統の電圧が確立した場合、運転を再開する。連系している洋上変換所が脱落した場合は停止する。
上位制御	回線数の減少に伴い、集電系統の過負荷が想定される場合には、洋上風力への出力上限指令ないし停止指令を送信する。
備考	本事故はCIGRÉ Technical Brochure 619のFigure 4.5に相当する。集電系統での事故検出の方法についての検討が必要である（事故電流の供給源や電流差動リレーの採否等）。



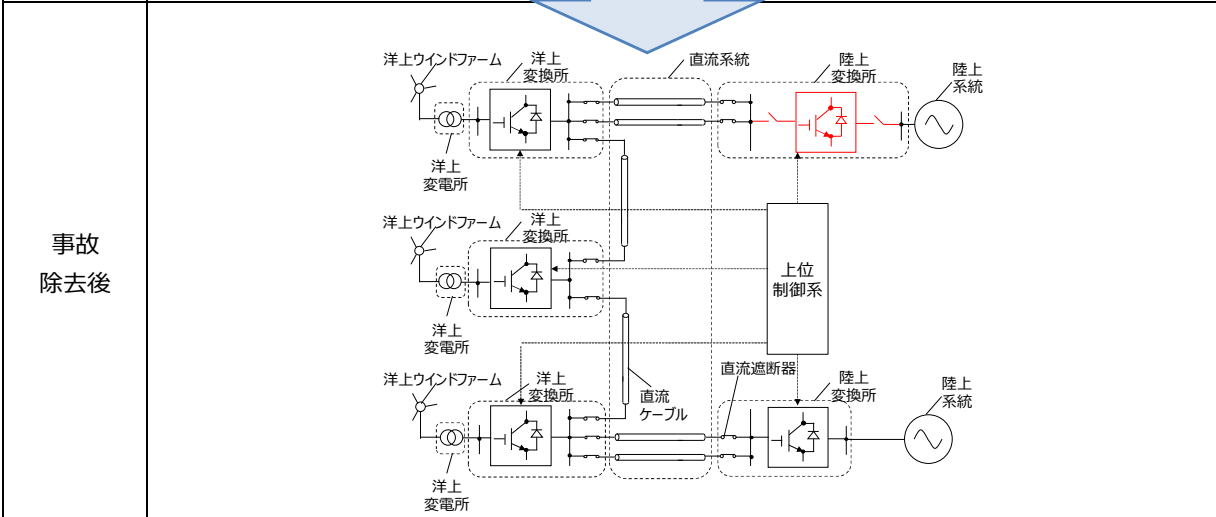
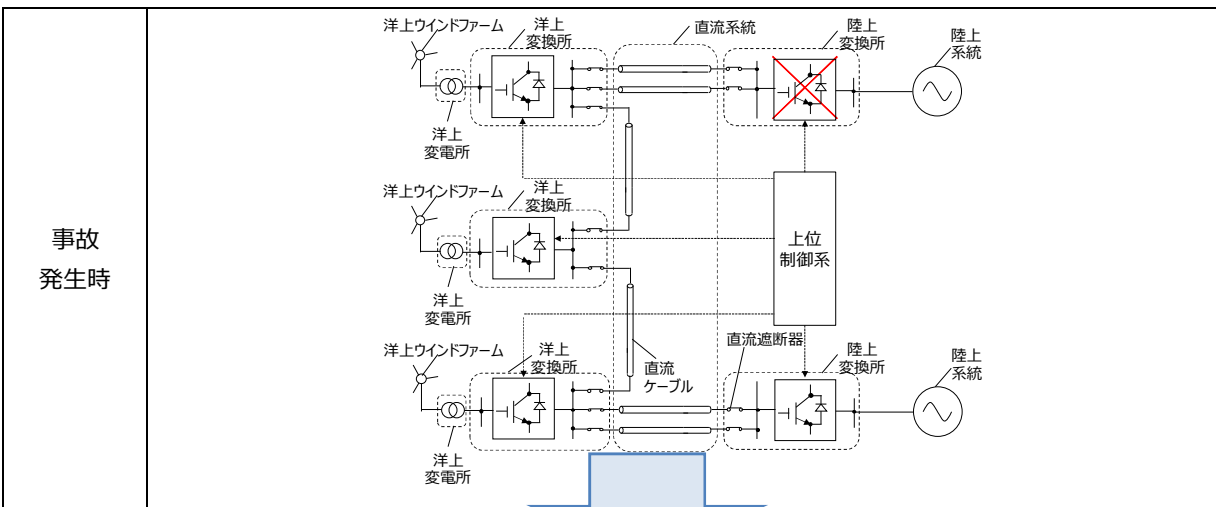
想定事故種類	中圧集電系統（ストリング）事故
事故発生直後の応動	洋上WFを構成する他のストリングおよび/または洋上変換所から事故点に事故電流が流入する。洋上WFおよび洋上変換所は極力ゲートブロックすることなく運転継続する(FRT)が、それぞれの要件を逸脱した場合は、ゲートブロックしてもよいものとする。
事故除去の方法	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。当該中圧ケーブル（ストリング）に属する風力発電装置（風車）は停止する。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、事故中にゲートブロックした場合はゲートデブロックして運転を再開する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	集電系統の保護リレーシステムと遮断器によって事故を生じているケーブルを切り離す。
洋上風力	当該中圧ケーブル（ストリング）に属する風力発電装置（風車）は停止する。その他の風力発電装置（風車）は通常運転を継続する。
上位制御	洋上風力の一部が停止したことをWF制御装置から上位制御に通知する。
備考	本事故はCIGRÉ Technical Brochure 619のFigure 4.4に相当する。事故点検出のためのリレー構成についての検討が必要であると考えられる。

想定事故種類	風力発電装置内部故障
概念図	
事故発生時	
事故除去後	
フローチャート	<pre> graph TD Start([開始]) --> Fault[風力発電機故障発生] Fault --> Disconnect[風力発電機解列] Disconnect --> End([終了]) </pre>

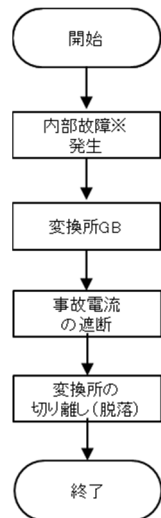
想定事故種類	風力発電装置内部故障
事故発生直後の応動	内部故障によって、風力発電装置がトリップするが、その際に、内部故障の様相によっては集電系統から事故電流が流入する。
事故除去の方法	風力発電装置（風車）の保護システムとPCS遮断器によって当該風力発電装置（風車）を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	通常運転を継続する。
洋上風力	風力発電装置（風車）の保護システムとPCS遮断器によって当該風力発電装置（風車）を切り離す。
上位制御	洋上風力の一部が停止したことをWF制御装置から上位制御に通知する。
備考	

想定事故種類 陸上変換所脱落

概念図



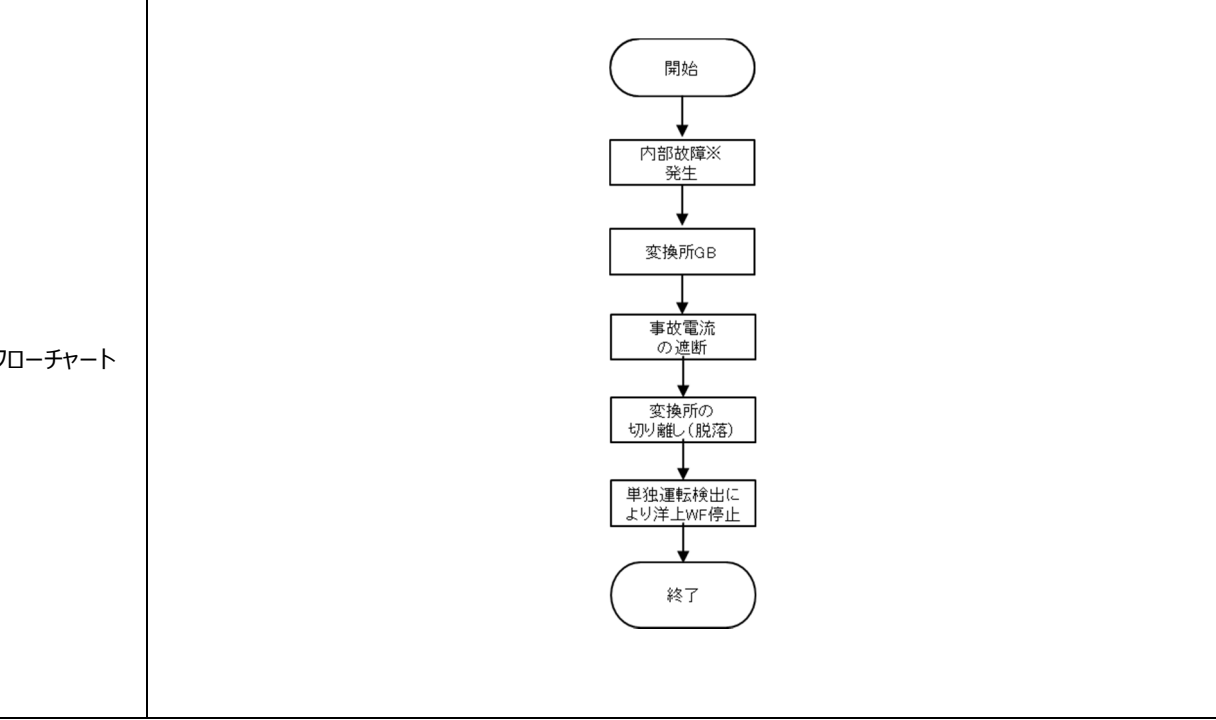
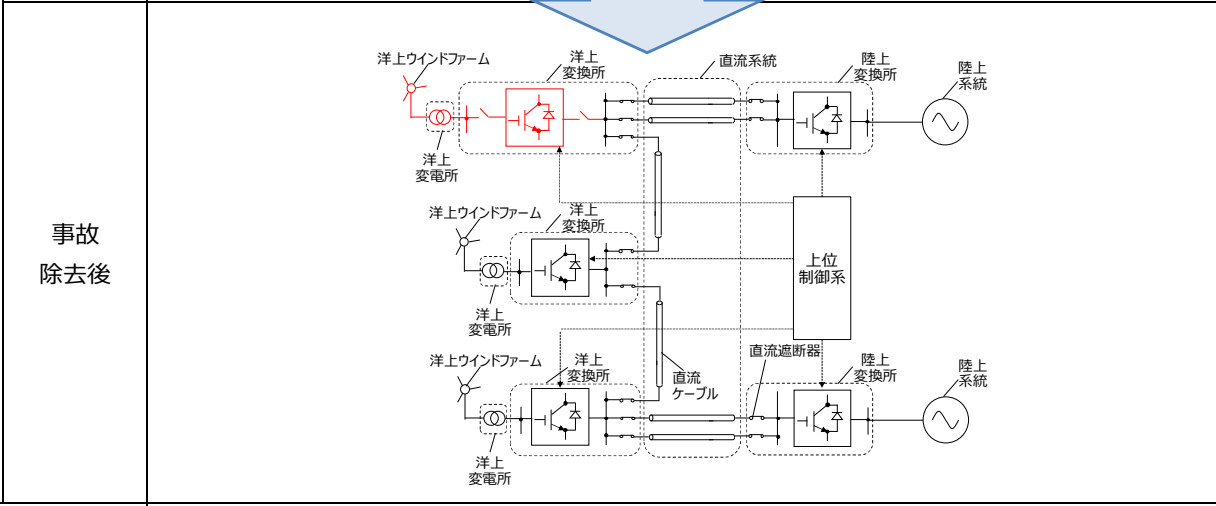
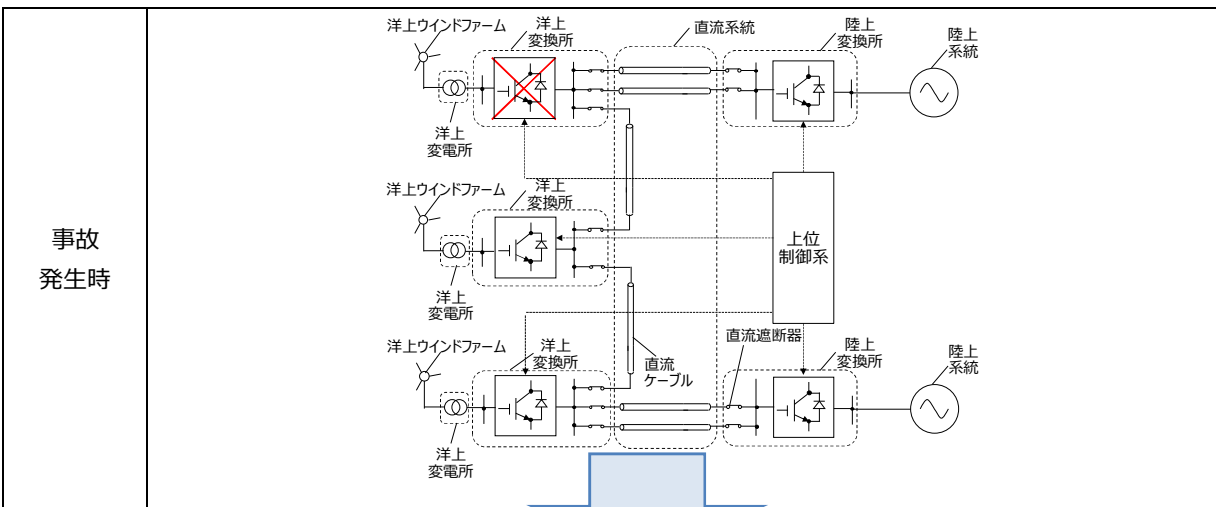
フローチャート



想定事故種類	陸上変換所脱落
事故発生直後の応動	<ul style="list-style-type: none"> ・内部故障※によって陸上変換所がゲートブロックし、脱落に至る。 ・内部故障の様相によっては、交流、直流系統から事故電流が流入する。 ・事故電流を適切に遮断可能な交流、直流遮断器を開放する。直流遮断器については、事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・変換所内の交流側、直流側それぞれの遮断器を開放し、当該変換所は交流、直流系統から切り離される。
事故除去の方法	変換所の保護リレーシステムと交流、直流側それぞれの遮断器によって当該変換所を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。上位制御系から新しい電圧指令やドロップ指令を与えられた場合には、新しい指令に従って運転を継続する。
洋上変換所	通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
集電系統	通常運転を継続する。
洋上WF	通常運転を継続する。ただし、出力制限指令を受けた場合には、各風力発電装置の出力を絞り込むか、あるいは一部の風力発電装置を停止する。
上位制御	ドロップ指令値を更新する。陸上変換所の脱落によって、洋上WFの発電電力が送受電可能な量を超える場合には洋上WFの転送遮断を実施する。陸上変換所の脱落により洋上WFの発電電力が送電可能電力を超える場合、各洋上WFに出力制限指令を与えることが考えられる。
備考	<p>陸上変換所のうちDC-AVR端が1ヶ所しかなく、かつ、その陸上変換所が脱落した場合には直流系統の電圧制御機能が失われてしまうため、ドロップ制御等により、DC-AVR端としての機能を他の陸上変換所が肩代わりするようにシステムを構成する必要があると考えられる。</p> <p>※変換所脱落の要因は内部故障以外にもあるが、直流系統事故や直流母線事故による変換所脱落は説明済みのため、ここでは内部故障を例に説明する。</p>

想定事故種類 洋上変換所脱落

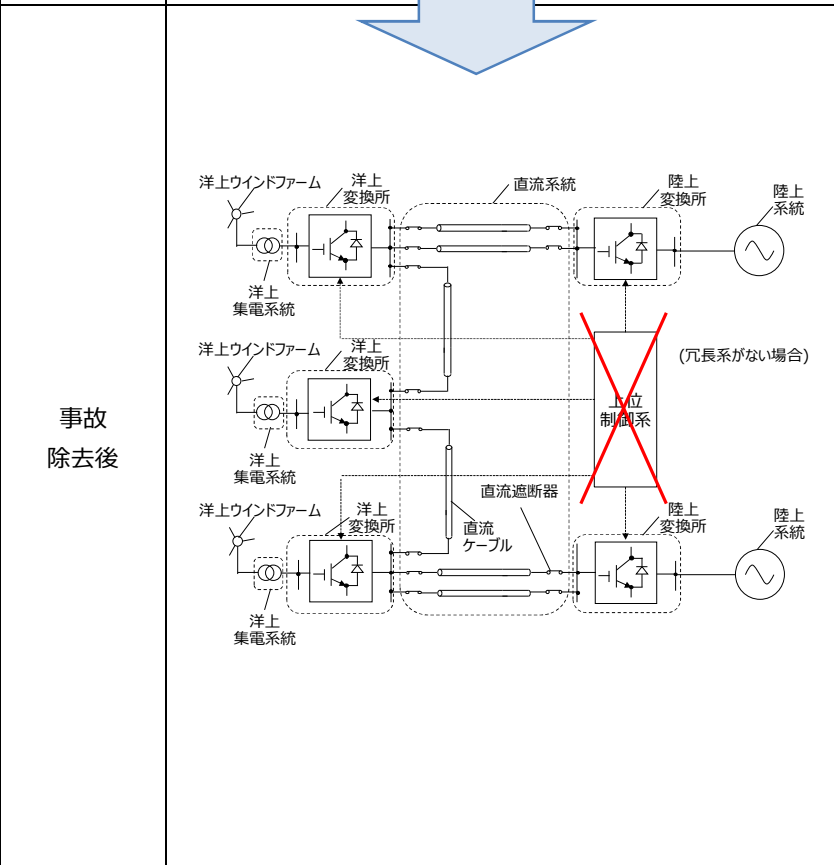
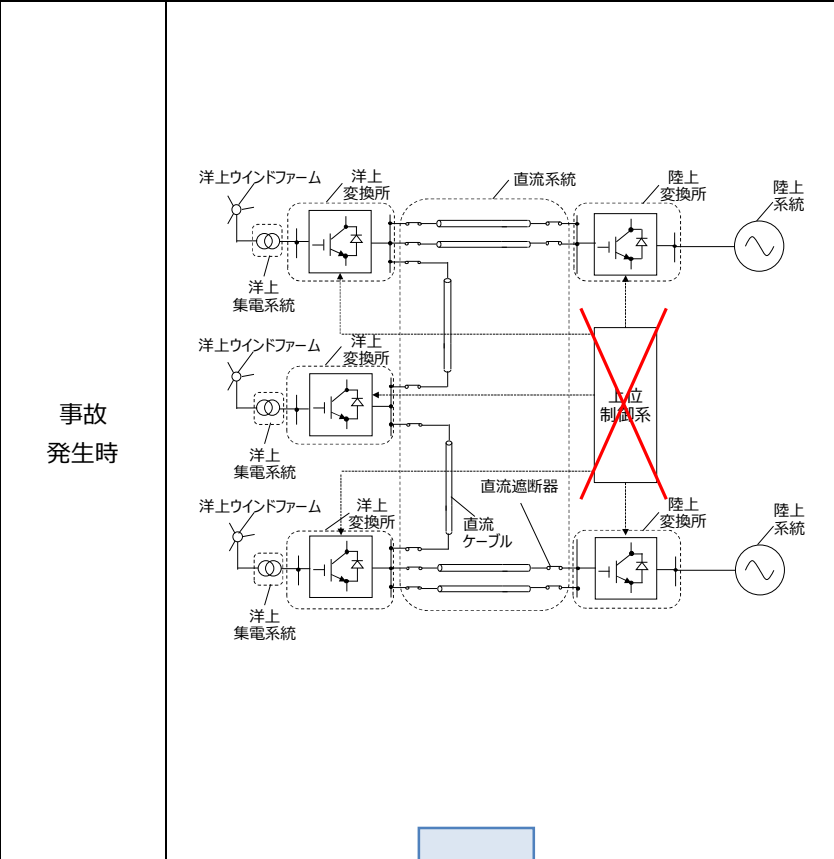
概念図



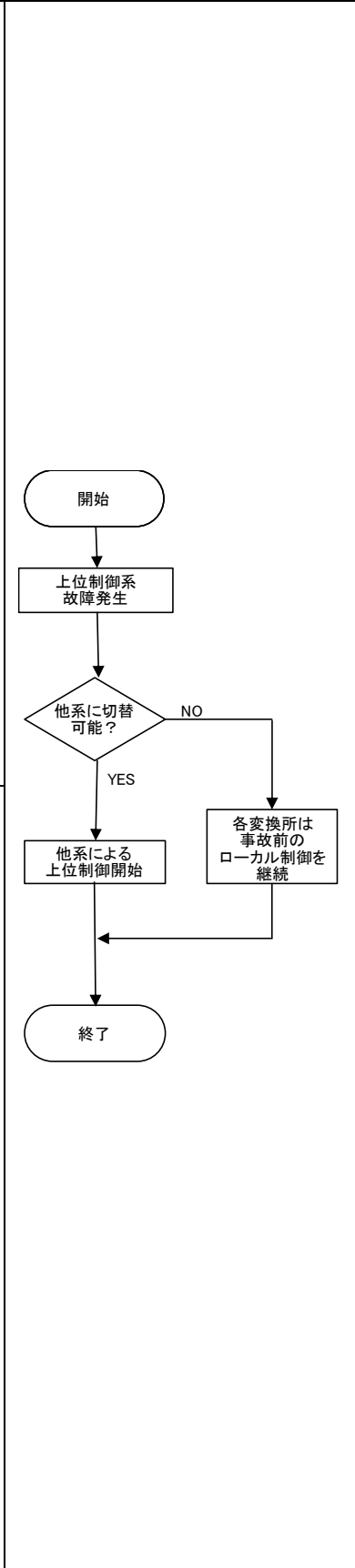
想定事故種類	洋上変換所脱落
事故発生直後の応動	<ul style="list-style-type: none"> ・内部故障※によって洋上変換所がゲートブロックし、脱落に至る。 ・内部故障の様相によっては、交流、直流系統から事故電流が流入する。 ・事故電流を適切に遮断可能な交流、直流遮断器を開放する。直流遮断器については、事故が発生した変換所至近のものとは限らない。 ・変換所内の交流側、直流側それぞれの遮断器を開放し、当該変換所は交流、直流系統から切り離される。 ・集電系統は洋上WFのみの単独系統となる。
事故除去の方法	変換所の保護リレーシステムと交流、直流側それぞれの遮断器によって当該変換所を切り離す。
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続する。
洋上変換所	当該変換所が脱落した場合を除いて通常運転を継続する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
集電系統	洋上変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。洋上変換所が脱落した場合は、集電系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上WF	洋上変換所が脱落した場合を除いて、通常運転を継続する。洋上変換所が脱落した場合は洋上WFのみの単独系統となるため、洋上WFを構成するパワーコンディショナの単独運転検出機能によって停止する。
上位制御	ドループ指令値を更新する。
備考	※変換所脱落の要因は内部故障以外にもあるが、直流系統事故や直流母線事故による変換所脱落は説明済みのため、ここでは内部故障を例に説明する。

想定事故種類 上位制御系故障

概念図



フローチャート



想定事故種類	上位制御系故障
事故発生直後の応動	<p>(冗長性がない場合) 各変換所のローカル制御のみに依存して直流系統の電圧と潮流が決定することになり、場合によっては過電圧や過電流が生じる可能性がある。過電圧・過電流を検出した場合、各変換所や直流系統の保護リレーシステムによって連鎖的に変換所脱落やルート断が発生する可能性がある。</p> <p>(冗長性がある場合) 待機系に切り替える。</p>
事故除去の方法	<p>(冗長性がない場合) 各変換所や直流系統の保護リレーシステムに依る(ただし、上位制御系には十分な冗長性を持たせることにより、上位制御系なしでHVDCシステムが運転継続することが極力ないようにすることが必要であると考え)。</p> <p>(冗長性がある場合) 待機系に切り替える。</p>
事故除去後の応動	
陸上変換所	通常運転を継続するが、過電圧、過電流を検出した場合は停止(脱落)する。
洋上変換所	通常運転を継続するが、過電圧、過電流を検出した場合は停止(脱落)する。
陸上系統	陸上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上系統	洋上系統の保護リレーシステムと遮断器に依る。
洋上風力	連系している洋上変換所が脱落した場合は停止する。この場合、各風力発電装置(風車)は単独運転検出機能によって運転を停止する。
上位制御	<p>(冗長性がない場合) 各変換所や直流系統の保護リレーシステムに依る。</p> <p>(冗長性がある場合) 待機系に切り替える。</p>
備考	上位制御系が故障した場合、各変換所は直前に与えられた指令値に基づいたローカル制御での運転となるため、風況や陸上系統の状態によっては過負荷や過電圧となって脱落する恐れがある。上位制御系には冗長性を設け、機能の喪失を防止することが望ましいと思われる。

洋上多端子直流送電システムにおける想定事故と機器別事故時応動

	洋上側						
	A. 洋上WF (発電機, PCS)	B. 洋上変換所 交流遮断器 (中圧集電系統)	C. 洋上変換所 交流遮断器 (高圧集電系統)	D. 洋上変換所 交流遮断器	E. 洋上変換所 交直変換回路	F. 洋上変換所・ 直流母線間 直流遮断器	G. 直流母線・ 直流ケーブル間 直流遮断器
1. 陸上系統事故	-	-	-	-	-	-	-
2. 直流系統事故 (本線地絡)	洋上変換所がGBの場合 は、交流電圧異常を検 出して停止する。	-	-	洋上変換所がGBの場合 は開放する。	事故でGBの場合は、 GDBして再起動。他変換 所とルート断になって孤立 した場合は直流系統から 脱落。	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	当該直流ケーブルの直流 遮断器を開放する。永久 事故のため再閉路は想定 しない。
3. 直流母線事故	洋上変換所がGBの場合 は、交流電圧異常を検 出して停止する。	-	-	洋上変換所がGBの場合 は開放する。	事故でGBの場合は、 GDBして再起動。他変換 所とルート断になって孤立 した場合は直流系統から 脱落。	当該母線の遮断器を開放 する。再閉路は想定しな い。(永久事故)	当該ケーブルの遮断器を 開放する。再閉路は想定 しない。(永久事故)
4. 高圧集電系統 (送電ケーブル) 事故	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	-	当該ケーブルの遮断器を 開放する。	-	極力GBすることなく運転 継続(FRT)するが、FRT 要件逸脱時はGBしてもよ い。	-	-
5. 中圧集電系統 (ストリング) 事故	当該ストリングに属する WFは停止する。連系して いる洋上変換所が脱落し た場合は停止する。	当該ストリングの遮断器を 開放する。	-	-	極力GBすることなく運転 継続(FRT)するが、FRT 要件逸脱時はGBしてもよ い。	-	-
6. 風力発電装置 内部故障	風車発電装置の保護シス テムとPCS遮断器によって 当該風車発電機を切り離 す。	-	-	-	-	-	-
7. 陸上変換所脱落	-	-	-	-	-	-	-
8. 洋上変換所脱落	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	-	-	当該変換所の遮断器を開 放する。	当該変換所が脱落した場 合を除き、運転継続す る。	当該変換所の遮断器を開 放する。	-
9. 上位制御系脱落	連系している洋上変換所 が脱落した場合は停止す る。	-	-	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	上位制御に冗長性が無い 場合は、変換所ローカル 制御に切替。過電圧、過 電流検出の場合は脱落。	洋上変換所脱落の場合 は開放する。	-

GB：ゲートブロック

GDB：ゲートデブロック

洋上多端子直流送電システムにおける想定事故と機器別事故時応動

	陸上側				
	H. 直流母線・ 直流ケーブル間 直流遮断器	I. 陸上変換所・ 直流母線間 直流遮断器	J. 陸上変換所・ 交直変換回路	K. 陸上変換所・ 交流遮断器	L. 陸上系統送電線 交流遮断器
1. 陸上系統事故	—	—	極力GBすることなく運転 継続(FRT)。ただし、過 電流、過電圧検出の場 合は一時的にGBしてもよ い。	陸上変換所がGBの場合 は開放する。	当該送電線の遮断器を開 放。事故除去後に再開路 する。
2. 直流系統事故 (本線地絡)	当該直流ケーブルの直流 遮断器を開放する。永久 事故のため再開路は想定 しない。	陸上変換所脱落の場合 は開放する。	GBの場合は、GDBして 再起動。他変換所とルー ト断になって孤立した場 合は直流系統から脱落。	陸上変換所GBの場合 は、事故電流流入を防 止するため交流遮断器を 開放する。	—
3. 直流母線事故	当該ケーブルの遮断器を 開放する。再開路は想定 しない。(永久事故)	当該母線の遮断器を開放 する。再開路は想定しな い。(永久事故)	GBの場合は、GDBして 再起動。他変換所とルー ト断になって孤立した場 合は直流系統から脱落。	陸上変換所GBの場合 は、事故電流流入を防 止するため交流遮断器を 開放する。	—
4. 高圧集電系統 (送電ケーブル) 事故	—	—	—	—	—
5. 中圧集電系統 (ストリング) 事故	—	—	—	—	—
6. 風力発電装置 内部故障	—	—	—	—	—
7. 陸上変換所脱落	—	当該変換所の遮断器を開 放する。	当該変換所が脱落した場 合を除き、運転継続す る。	当該変換所の遮断器を開 放する。	—
8. 洋上変換所脱落	—	—	—	—	—
9. 上位制御系脱落	—	陸上変換所脱落の場合 は開放する。	上位制御に冗長性が無い 場合は、変換所ローカル 制御に切替。過電圧、過 電流検出の場合は脱落。	陸上変換所脱落の場合 は開放する。	—

GB : ゲートブロック

GDB : ゲートデブロック

7 上位制御系による電力配分の検討事例

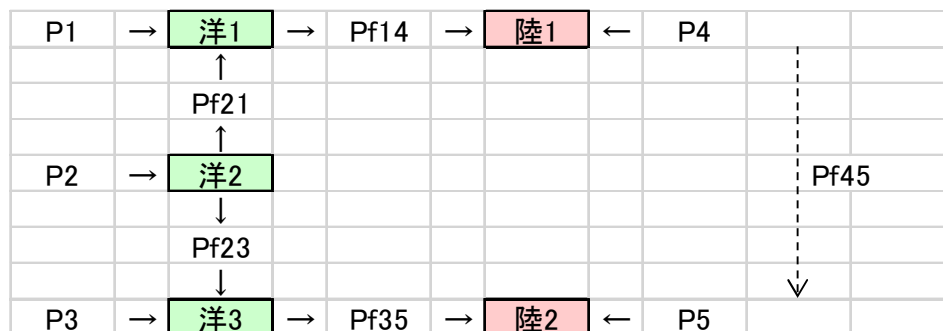
3.1節にて上位制御系の電力配分機能の基本的な考え方を示した。本章では、その考え方を適用した検討事例として、5端子HVDCシステムの超過しない場合および超過する場合について示す。

本章での5端子HVDCシステムの各設備定格容量を表7.1、系統構成を図7.1に示す。また本章での端子指令値の符号は、正值は発電（送電）、負値は受電とする。陸上端子間送受電計画値は、陸1から陸2の方向を正（送電）とする。

表7.1 5端子HVDCシステムの端子指令値および線路潮流

No.	端子指令値および線路潮流	略称	記号	上下限 [MW]
1	洋上端子1指令値	洋1	P1	0~1500
2	洋上端子2指令値	洋2	P2	0~1500
3	洋上端子3指令値	洋3	P3	0~1500
4	陸上端子1指令値	陸1	P4	-3000~3000
5	陸上端子2指令値	陸2	P5	-3000~3000
6	洋2洋1直流ケーブル潮流	洋2洋1	Pf21	-1500~1500
7	洋2洋3直流ケーブル潮流	洋2洋3	Pf23	-1500~1500
8	洋1陸1直流ケーブル潮流	洋1陸1	Pf14	-3000~3000
9	洋3陸2直流ケーブル潮流	洋3陸2	Pf35	-3000~3000
10	陸1陸2送受電潮流	陸1陸2	Pf45	-1500~1500

符号の定義	端子指令値	・交流から直流へ送電する向きを正
	直流ケーブル潮流	・洋2から洋1へ送電する向きを正 ・洋1から陸1へ送電する向きを正 ・洋2から洋3へ送電する向きを正 ・洋3から陸2へ送電する向きを正
	陸上端子間送受電	・陸1から陸2へ送電する向きを正



※矢印→は正の向きを示す。（例）P4 = -3000は陸1の3000MW受電を示す。

図7.1 5端子HVDCシステムの系統構成および符号の定義

7.1 超過しない場合

超過しない場合の潮流状態として洋上風力発電、洋上風力受電、および陸上端子間送受電のパターンは無数に考えられるが、本節では超過する場合に送電容量超過が発生する可能性が高いと考えられる洋上風力発電フル出力、陸上端子均等受電の潮流状態を検討する。

この潮流状態となるよう、超過しない場合の各計画値を以下のとおり設定する。

- ・洋1 風力発電計画値 : 1500MW
- ・洋2 風力発電計画値 : 1500MW
- ・洋3 風力発電計画値 : 1500MW
- ・陸1 風力受電計画値 : -3000MW
- ・陸2 風力受電計画値 : -1500MW
- ・陸上端子間送受電計画値 : 750MW

各端子指令値は、各計画値の重ね合わせにより、以下の通り算出される。洋上の計画値は洋上風力発電のみのため、洋上端子指令値は洋上風力発電計画値と一致する。

- ・洋1 端子指令値 : 1500MW = 洋1 風力発電計画値 1500MW
- ・洋2 端子指令値 : 1500MW = 洋2 風力発電計画値 1500MW
- ・洋3 端子指令値 : 1500MW = 洋3 風力発電計画値 1500MW
- ・陸1 端子指令値 : -2250MW = 洋上風力受電計画値-3000MW
+ 陸上端子間送受電計画値 750MW
- ・陸2 端子指令値 : -2250MW = 洋上風力受電計画値-1500MW
+ 陸上端子間送受電計画値-750MW

上記の設定による超過しない場合の各計画値および端子指令値を図 7.2 に示す。

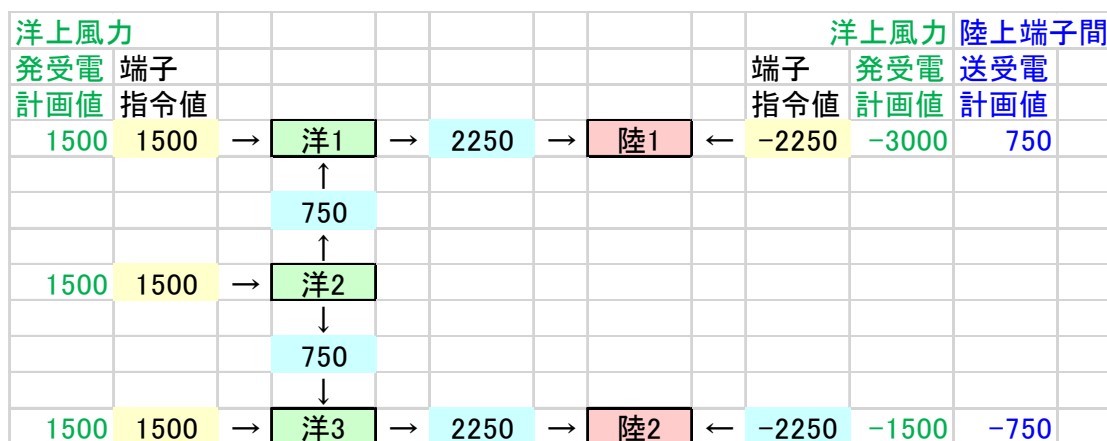


図 7.2 超過しない場合の各計画値および端子指令値

7.2 超過する場合

超過しない場合の潮流状態を基準として、設備容量超過が発生する超過する場合を検討する。本節では超過する場合として、洋上端子1脱落および陸上端子1脱落の2ケースを検討する。

【5端子HVDCシステムの潮流方程式】

ケース検討の準備として、超過する場合の電力配分に必要な潮流方程式について説明する。設備容量超過が発生したとき、超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出するため、多端子HVDCシステムの潮流方程式が必要となる。ここでは本章で検討の対象とする5端子HVDCシステムの潮流方程式（以下「潮流方程式」という）を図7.3に示す。図7.3で使用している記号は、表7.1で示したものである。

$Pf_{21} + P_1 = Pf_{14}$: 洋1母線
$P_2 = Pf_{21} + Pf_{23}$: 洋2母線
$Pf_{23} + P_3 = Pf_{35}$: 洋3母線
$Pf_{14} + P_4 = 0$: 陸1母線
$Pf_{35} + P_5 = 0$: 陸2母線

（上記5式を足し合わせると「 $P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 0$ 」の需給バランス式となる）

図7.3 5端子HVDCシステム潮流方程式（9元5連立方程式）

図7.3の潮流方程式に、既知の諸量（端子指令値、脱落設備の電力量「0」、制約値に制限された電力量等）を入力することにより、未知の諸量が出力される。

例えば、洋1、洋2、洋3、陸1の端子指令値（ P_1 、 P_2 、 P_3 、 P_4 ）は既知として、潮流方程式（9元5連立方程式）に入力すると、方程式は5元5連立方程式となり、送電線潮流および陸2端子指令値は図7.4に示す通り求まる。この例での潮流方程式の入力と出力を図7.5に示す。

$Pf_{14} = -P_4$: 洋1陸1直流ケーブル潮流（出力）
$Pf_{21} = -P_1 - P_4$: 洋2洋1直流ケーブル潮流（出力）
$Pf_{23} = P_1 + P_2 + P_4$: 洋2洋3直流ケーブル潮流（出力）
$Pf_{35} = -P_5$: 洋3陸2直流ケーブル潮流（出力）
$P_5 = -P_1 - P_2 - P_3 - P_4$: 陸2端子指令値（出力）

P_1 、 P_2 、 P_3 、 P_4	: 洋1、洋2、洋3、陸1の端子指令値（入力）
-------------------------------	-------------------------

図7.4 5端子HVDCシステム潮流方程式（5元5連立方程式）

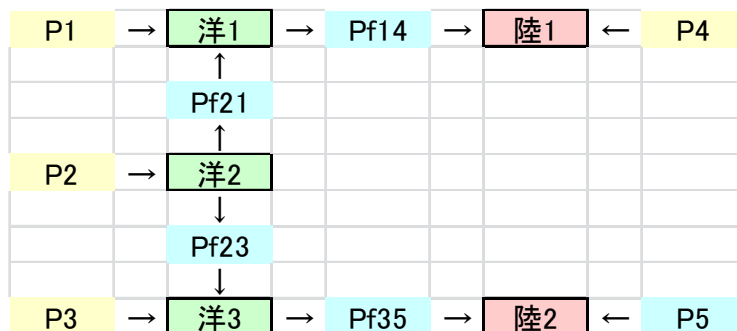


図7.5 潮流方程式の入力と出力（黄色：入力、水色：出力）

7.2.1 洋上端子1脱落ケース

超過しない場合に対して洋上端子1（1500MW 発電）が脱落したケースを検討する。

本ケースでは、洋上端子1脱落により発電合計が4500MWから3000MWに減少するため、受電合計を4500MWから3000MWに減少（1500MW減少）する必要がある。

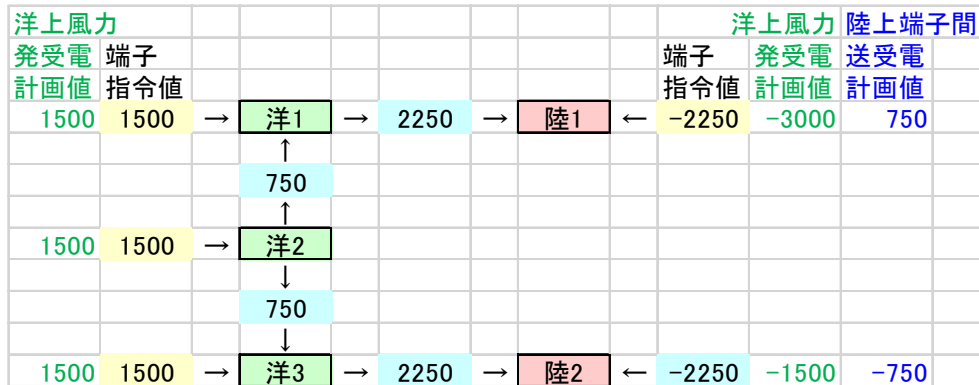


図7.6 超過しない場合

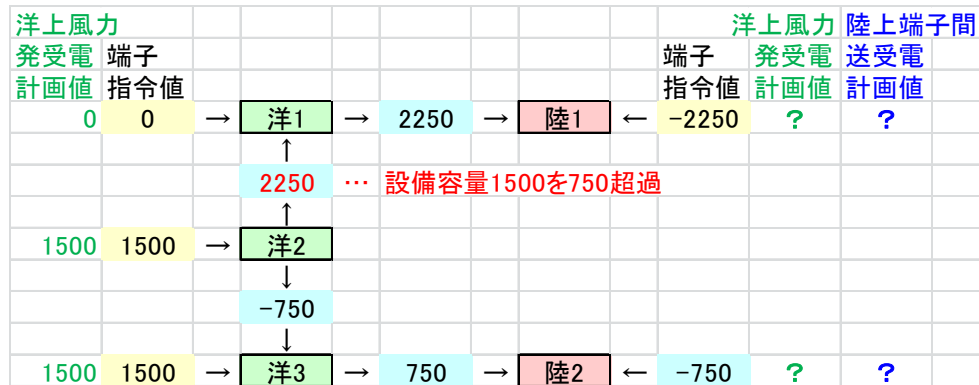


図7.7 洋上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限前）

図7.7に対して、潮流方程式（図7.3）を用いて超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出する。算出した潮流状態を図7.8に示す。

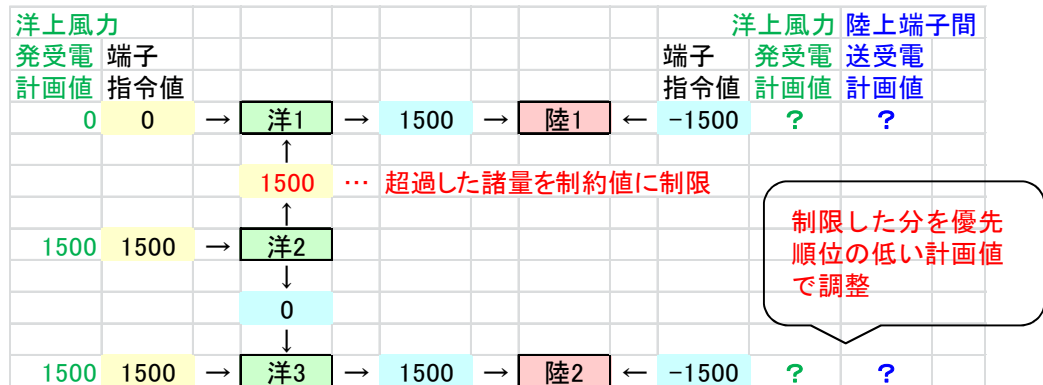


図7.8 洋上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限後）

この後、制限した分を優先順位の低い計画値で調整する。計画値の調整について、表3.1.1で示したパターン毎に示す。

パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

洋上風力発電計画と洋上風力受電計画（端子1）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を1500MWに変更することで、端子1指令値を-1500MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子2指令値を-1500MWとするため、洋上風力受電計画（端子2）を-1500MWに変更する。

洋上風力						洋上風力			陸上端子間		
発受電	端子					端子	発受電	送受電			
計画値	指令値					指令値	計画値	計画値			
0	0	→	洋1	→	1500	→	陸1	←	-1500	-3000	1500
			↑								
			1500								
			↑								
1500	1500	→	洋2								
			↓								
			0								
			↓								
1500	1500	→	洋3	→	1500	→	陸2	←	-1500	0	-1500

図7.9 パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

洋上風力発電計画と洋上風力受電計画（端子2）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を0MWに変更することで、端子2指令値を-1500MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子1指令値を-1500MWとするため、洋上風力受電計画（端子1）を-1500MWに変更する。

洋上風力						洋上風力			陸上端子間		
発受電	端子					端子	発受電	送受電			
計画値	指令値					指令値	計画値	計画値			
0	0	→	洋1	→	1500	→	陸1	←	-1500	-1500	0
			↑								
			1500								
			↑								
1500	1500	→	洋2								
			↓								
			0								
			↓								
1500	1500	→	洋3	→	1500	→	陸2	←	-1500	-1500	0

図7.10 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先

パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先による調整

洋上風力発電計画と陸上端子間送受電計画は優先（固定）のため、洋上風力受電計画（端子1）を-2250MWに変更することで端子1指令値を-1500MWとし、洋上風力受電計画（端子2）を-750MWに変更することで端子1指令値を-1500MWとする。

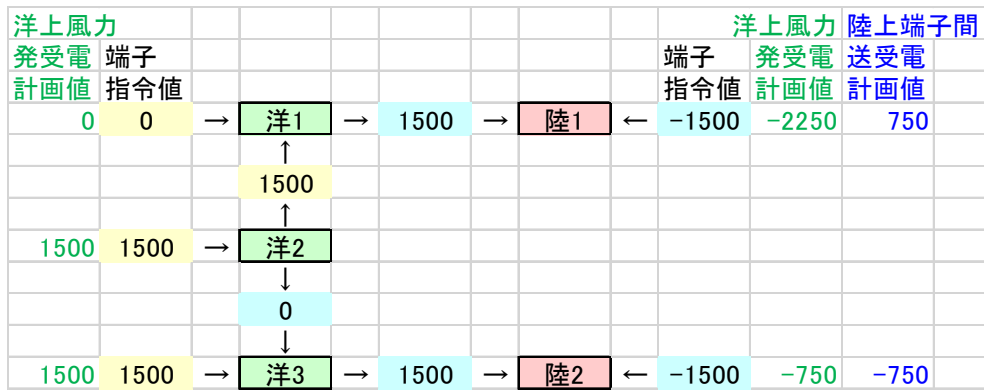


図7.11 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先

パターン4：陸上端子間送受電計画および洋上風力発電計画優先による調整

上記のパターン3と同様の調整のため省略する。

パターン5：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

陸上端子間送受電計画と洋上風力受電計画（端子1）を優先（固定）とすると、端子1指令値は-2250MWとなり-1500MWに調整できないため、この計画は調整不能である。

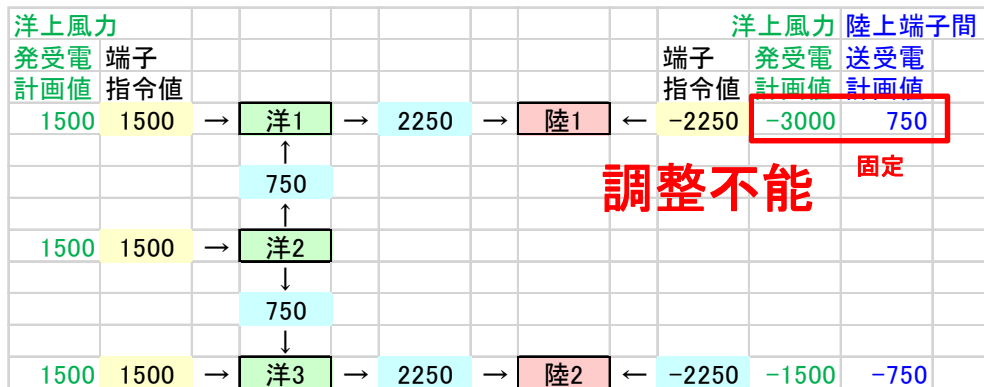


図7.12 パターン5：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

パターン6：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

上記のパターン5と同様に、端子1指令値を調整できないため、この計画は調整不能である。

7.2.2 陸上端子1脱落ケース

超過しない場合に対して陸上端子1（3000MW受電）が脱落したケースを検討する。

本ケースでは、陸上端子1脱落により受電合計が4500MWから3000MWに制限（1500 MW制限）されるため、風力発電合計を4500MWから3000MWに抑制する必要がある。

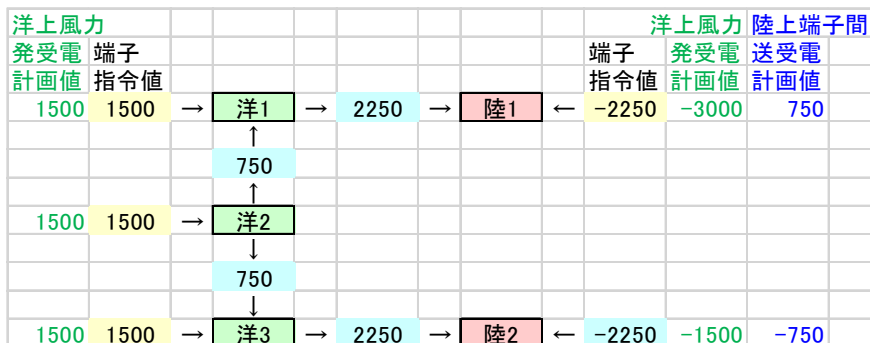


図7.13 超過しない場合

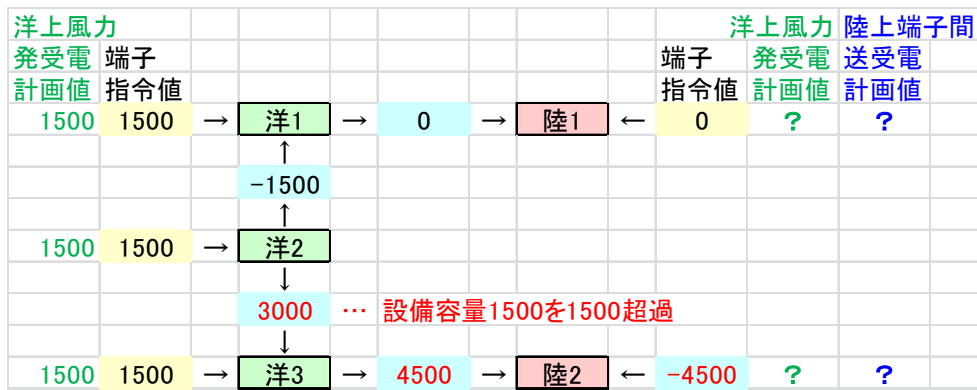


図7.14 陸上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限前）

図7.14に対して、潮流方程式（図7.3）を用いて超過した分の設備容量を制約値に制限した潮流状態を算出する。算出した潮流状態を図7.15に示す。

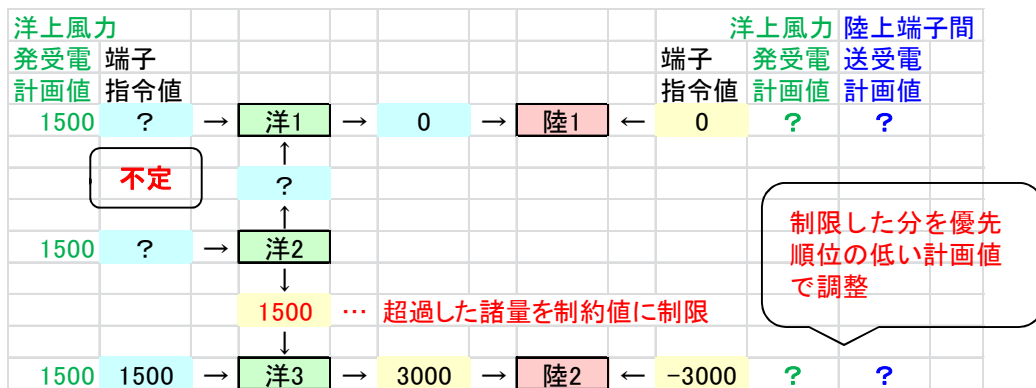


図7.15 陸上端子1脱落ケース（設備容量を制約値に制限後）

図7.15のケースでは、潮流方程式で不定が発生し解が求まらず潮流方程式だけでは設備超過を調整できない。このような場合は、計画の優先順位を基に調整する。

ただし洋上風力発電計画優先の場合、洋上風力発電が3か所あることから、どの洋上風力を優先するかのルールも必要になる。ここでは、このルールを「風力発電抑制ルール」として、以下3つの案を挙げる。

- 【前提条件】潮流方程式で解が求まる風力は、抑制の対象外とする。
- 例：図7.15で洋3（P3）は抑制の対象外
- 固定順抑制：抑制する順番を事前に固定で決めておく。
例：洋3→洋2→洋1の順番で抑制。
 - 脱落設備近傍順抑制：脱落した設備に近い順番で抑制する。
例：陸1が脱落した場合、洋1→洋2→洋3の順番で抑制
 - 均等抑制：すべての風力を均等に抑制する。
例：洋1、洋2、洋3で均等に抑制

図7.16 風力発電抑制ルール（案）

「風力発電抑制ルール」を導入した上で、計画値の調整について、表3.1.1で示したパターン毎に示す。

パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

洋上風力受電計画（端子1）は優先（固定）のため、端子1指令値を0MWとするには、陸上端子間送受電計画を3000MWに変更する必要がある。しかし陸上端子間送受電容量は1500MWのため、3000MWに変更はできない。風力発電抑制ルールに関わらず、この計画は調整不能である。今回は検討ケースとして示したが、脱落した設備の計画値は、優先から外すのが妥当と考える。

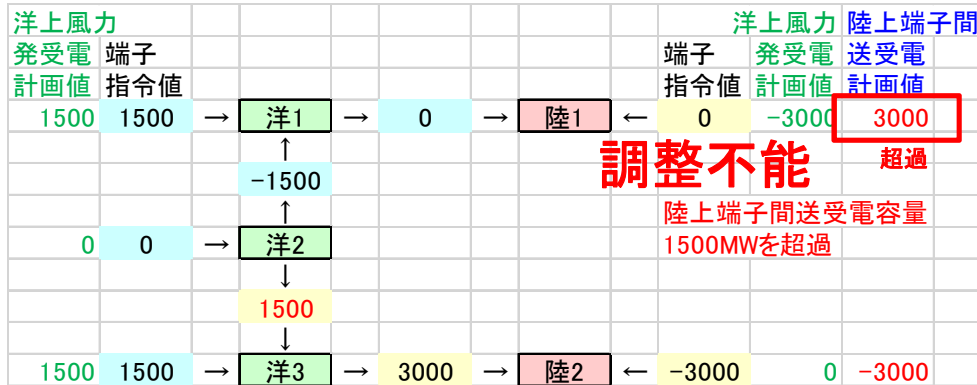


図7.17 パターン1：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子1)優先（固定順抑制）

パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

a. 固定順抑制（洋2→洋1）

洋上風力発電計画は固定順抑制に従い洋2を抑制する。洋上風力受電計画（端子2）は優先（固定）のため、陸上端子間送受電計画を1500MWに変更することで、端子2指令値を-3000MWとする。そして陸上端子間送受電計画を変更した上で端子1指令値を0MWとするため、洋上風力受電計画（端子1）を-1500MWに変更する。

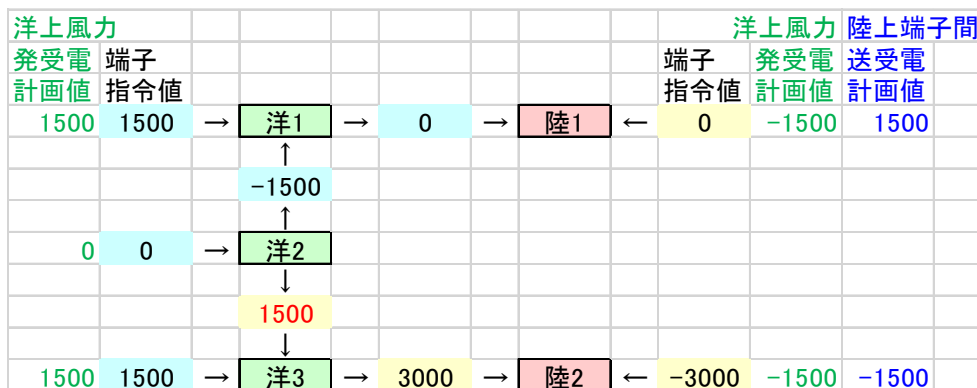


図7.18 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子2)優先（固定順抑制）

b. 脱落設備近傍順抑制

発電は脱落設備近傍順抑制に従い洋1を抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.18と同様である。

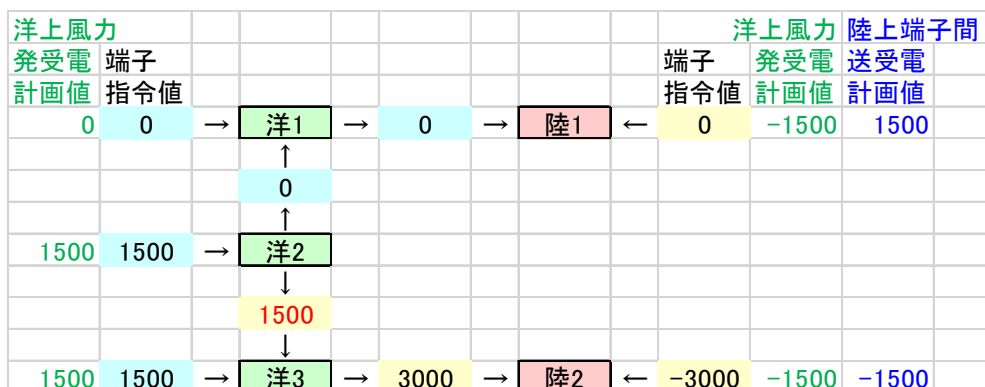


図7.19 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画(端子2)優先（脱落設備近傍順抑制）

c. 均等抑制

発電は均等抑制に従い洋1と洋2を均等に抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.18と同様である。

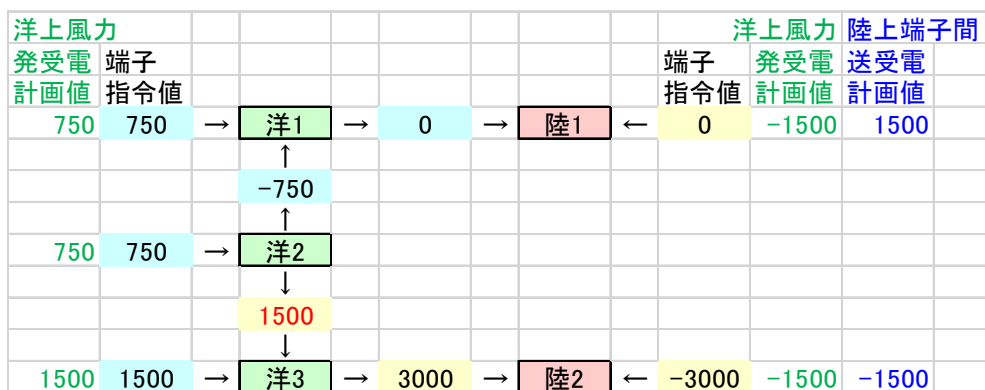


図7.20 パターン2：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先（均等抑制）

パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先による調整

a. 固定順抑制（洋2→洋1）

洋上風力発電計画は固定順抑制に従い洋2を抑制する。陸上端子間送受電計画は優先（固定）のため、洋上風力受電計画（端子1）を-750MWに変更することで端子1指令値を0MWとし、洋上風力受電計画（端子2）を-2250MWに変更することで端子2指令値を-3000MWとする。

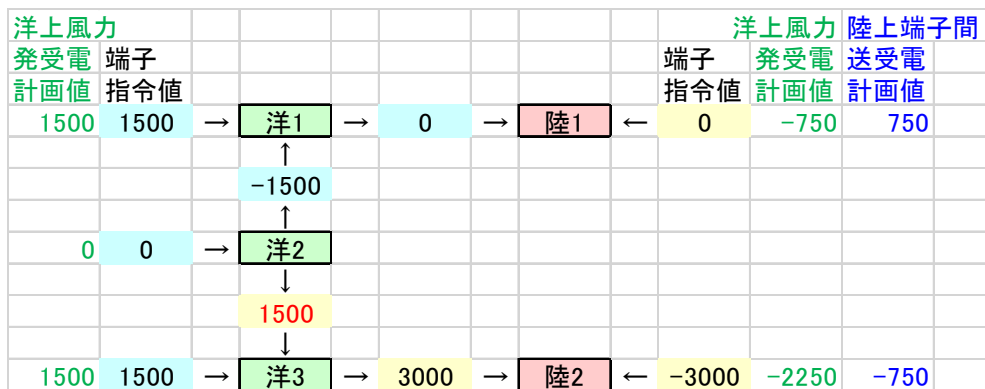


図7.21 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（固定順抑制）

b. 脱落設備近傍順抑制

洋上風力発電計画は脱落設備近傍順抑制に従い洋1を抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子

間送受電計画は図 7.21 と同様である。

洋上風力 発電 端子 計画値 指令値						洋上風力 端子 発電 指令値 計画値		陸上端子間 送受電 計画値		
0	0	→	洋1	→	0	→	陸1	← 0	-750	750
			↑							
			0							
			↑							
1500	1500	→	洋2	→						
			↓							
			1500							
			↓							
1500	1500	→	洋3	→	3000	→	陸2	← -3000	-2250	-750

図7.22 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（脱落設備近傍順抑制）

c. 均等抑制

洋上風力発電計画は均等抑制に従い洋1と洋2を均等に抑制する。洋上風力受電計画および陸上端子間送受電計画は図7.21と同様である。

洋上風力 発電 端子 計画値 指令値						洋上風力 端子 発電 指令値 計画値		陸上端子間 送受電 計画値		
750	750	→	洋1	→	0	→	陸1	← 0	-750	750
			↑							
			-750							
			↑							
750	750	→	洋2	→						
			↓							
			1500							
			↓							
1500	1500	→	洋3	→	3000	→	陸2	← -3000	-2250	-750

図7.23 パターン3：洋上風力発電計画および陸上端子間送受電計画優先（均等抑制）

パターン4：陸上端子間送受電計画および洋上風力発電計画優先による調整

上記のパターン3と同様の調整のため省略する。

パターン5：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先による調整

陸上端子間送受電計画と洋上風力受電計画（端子1）を優先（固定）とすると、端子1指令値は-2250 MWとなり0MWに調整できないため、この計画は調整不能である。

洋上風力 発電 端子 計画値 指令値						洋上風力 端子 発電 指令値 計画値		陸上端子間 送受電 計画値		
1500	1500	→	洋1	→	2250	→	陸1	← -2250	-3000	750
			↑							
			750							
			↑							
1500	1500	→	洋2	→						
			↓							
			750							
			↓							
1500	1500	→	洋3	→	2250	→	陸2	← -2250	-1500	-750

図7.24 パターン5：洋上風力発電計画および洋上風力受電計画（端子1）優先

調整不能 固定

パターン6：陸上端子間送受電計画および洋上風力受電計画（端子2）優先による調整

上記のパターン5と同様に、端子1指令値を調整できないため、この計画は調整不能である。

7.2.3 まとめ

前述で示した過渡時ケースより、上位制御系の電力配分機能のフローチャート（※諸量：送電線潮流または端子電力

図3.2.1）を適用することにより、設備超過を解消する端子指令値および各計画値を算出できたことを確認した。過渡時ケースの各優先順位パターンによる調整可否結果を表7.2に示す。

また設備脱落の条件によっては、事前に決めている優先順位では調整不能となるケースが発生することも確認した（陸上端子1脱落ケースのパターン1）。優先している計画に直結する設備が脱落した場合、その計画は優先順位から外すのが妥当と考える。

表7.2 各優先順位パターンによる調整可否結果（○：調整可能、×：調整不可能）

パターン	優先順位 1	優先順位 2	調整 対象	洋上端子1 脱落ケース	陸上端子1 脱落ケース	備考
パターン1	発電	陸1受電	陸上間 陸2受電	○	×	陸上間 容量超過
パターン2	発電	陸2受電	陸上間 陸1受電	○	○	—
パターン3	発電	陸上間	陸1受電 陸2受電	○	○	—
パターン4	陸上間	発電	陸1受電 陸2受電	○	○	—
パターン5	陸上間	陸1受電	発電 陸2受電	×	×	調整不能
パターン6	陸上間	陸2受電	発電 陸1受電	×	×	調整不能

※発電：洋上風力発電計画、陸1受電：洋上風力受電計画（端子1）、陸2受電：洋上風力受電計画（端子2）、陸上間：陸上端子間送受電計画

8. 縮退運転状態の具体例（5端子HVDCシステム）

図8.1.1に縮退運転状態を想定した5端子のHVDCシステムを示す。また、表8.1.1に端子停止時における縮退運転状態を示す。表8.1.1において、陸上端子のNo.1～3と洋上端子のNo.1～2はそれぞれ陸上端子のA～Cおよび洋上端子のA～Bのどの端子であるかは区別していない。陸上の端子のみが運転する場合においても、陸上交流系統の地域間融通に活用可能であることから縮退運転に含めることとした。また、風力側端子の運転台数が陸上側の端子の運転台数を超える場合、一時的にWFの定格発電電力を陸上側に送電できない状態になるが、上位制御によりWFへの転送遮断等を実施することを前提とし、縮退運転は可能とした。表8.1.2に直流母線の回線停止を想定した縮退運転状態を示す。図8.1.1における対象システムの（図の上下の）対称性を考慮して記載する状態数を限定した。例えば、直流母線①と直流母線③の回線停止は同一の状態とみなすため、①と③の状態を入れ替えても表中の“端子状態”と“縮退運転の可否”については変わりがない。また、表中の状態の項目中に（送電に寄与する洋上側端子数：送電に寄与する陸上側端子数）を示した。直流母線の複数の停止を考慮した場合、縮退運転が可能な状態はA～Nの14種類があることが想定される。

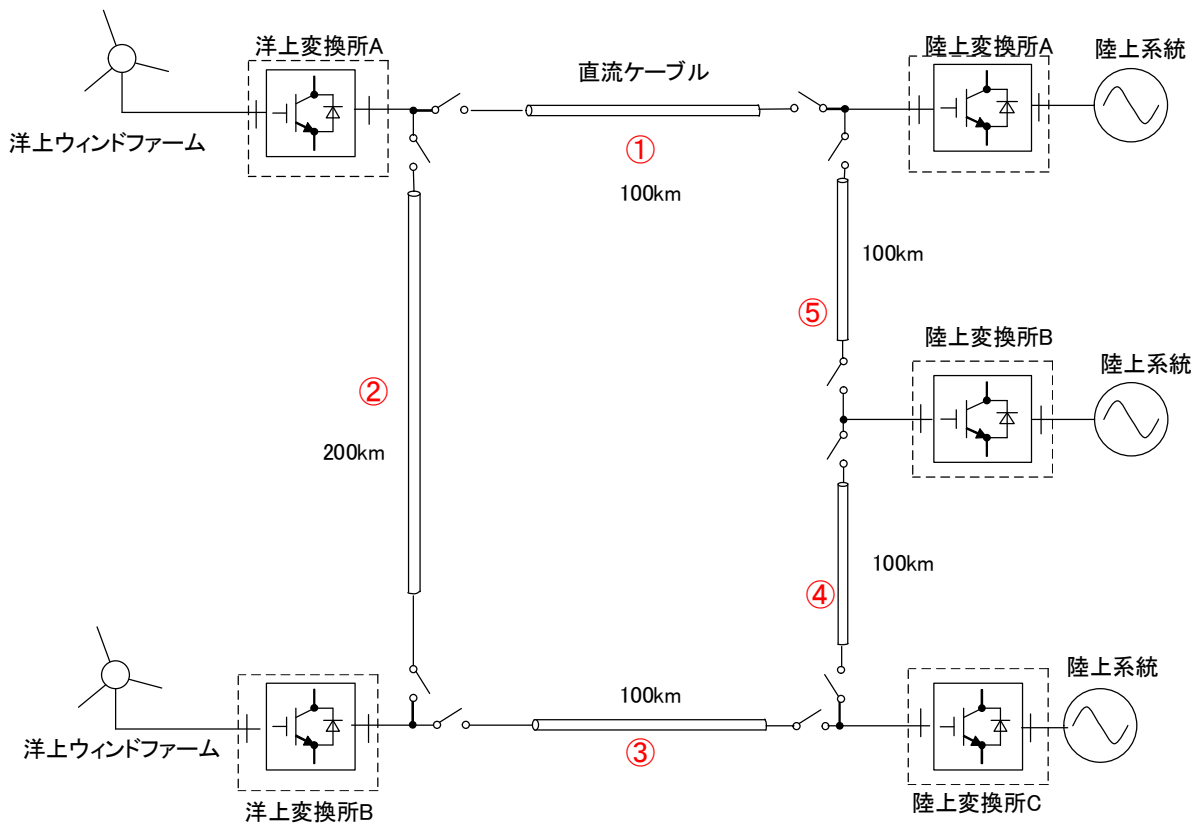


図8.1.1 縮退運転状態を想定した5端子HVDCシステム

表8.1.1 端子停止時における縮退運転状態

状態番号	停止端子数	洋上端子 A	洋上端子 B	陸上端子 A	陸上端子 B	陸上端子 C	端子状態	縮退運転可否
0	0	○	○	○	○	○	通常運転	可
1	1	○	○	×	○	○	陸上1端子停止	可
2	1	×	○	○	○	○	洋上1端子停止	可
3	2	×	○	×	○	○	陸上1端子停止 洋上1端子停止	可
4	3	×	○	×	×	○	陸上2端子停止 洋上1端子停止	可
5	3	×	×	×	○	○	陸上2端子のみ停止	可 陸上端子間で地域間融通を想定
6	2	×	×	○	○	○	陸上3端子のみ停止	可 陸上端子間で地域間融通を想定
7	2	○	○	×	×	○	陸上2端子停止	可 発電電力が送電可能電力を超える可能性があるため洋上WFへの転送遮断/出力抑制等が必要
8	4	×	○	×	×	×	洋上1端子のみ停止	不可
9	3	○	○	×	×	×	陸上3端子停止	不可
10	4	×	×	×	×	○	陸上1端子のみ停止	不可
11	5	×	×	×	×	×	全端子停止	不可

表8.1.2 直流線路の回線停止を想定した縮退運転状態

状態番号	停止線路数	直流線路 ①	直流線路 ②	直流線路 ③	直流線路 ④	直流線路 ⑤	端子状態	縮退運転可否
--	0	○	○	○	○	○	通常回線状態	可
A	1	×	○	○	○	○	1回線停止	可
B	1	○	×	○	○	○	洋上端子間1回線停止	可
C	1	○	○	○	×	○	陸上端子間1回線停止	可
D	2	×	×	○	○	○	洋上1端子～陸上3端子間有	可
E	2	○	×	○	×	○	洋上1端子～陸上2端子間有 洋上1端子～陸上1端子間有	可
F	2	×	○	○	○	×	2回線停止	可
G	3	×	×	○	×	○	2端子運転相当	可
H	3	×	×	○	○	×	洋上1端子～陸上2端子間有	可
I	3	○	×	○	×	×	洋上1端子～陸上1端子間有	可
J	4	○	×	×	×	×	洋上1端子～陸上1端子間有	可
K	2	×	○	○	×	○	洋上2端子～陸上1端子間有 (洋上WFの遮断/抑制は必要) 陸上2端子間の地域間融通	可
L	2	×	○	×	○	○	洋上～陸上間線路無	可
M	3	×	×	×	○	○	洋上～陸上間線路無	可
N	4	×	×	×	○	×	洋上～陸上間線路無	可
O	4	×	○	×	×	×	洋上～陸上間線路無	不可
P	5	×	×	×	×	×	全回線停止(0:0)	不可

文献出典

- 文献[1] : 新村他 : 「三相モジュラー・マルチレベル・カスケード変換器 (MMCC-DSCC) の非干渉制御」, 電学論 D, vol. 132, no. 11, pp. 1055-1064 (2012-11)
- 文献[2] : T. Nakajima and S. Irokawa, “A control system for HVDC transmission by voltage sourced converters,” IEEE PES Summer Meet., Jul. 1999, Edmonton, Canada, vol. 2, pp. 1113-1119.
- 文献[3] : D. van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, HVDC Grids for Offshore and Supergrid of the Future, IEEE Press, 2016.
- 文献[4] : T. K. Vrana, “System design and balancing control of the North Sea Super Grid,” Ph.D. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2013.