

ブラジル国
ブラジルにおける超電導送電等
高効率送電技術導入検討のための
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

平成 29 年 1 月
(2017 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

四国電力株式会社
古河電気工業株式会社
株式会社前川製作所

中南
JR
16-047

目 次

第 1 章 調査の背景および目的	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的	1
1.3 調査の方法	2
第 2 章 ブラジル電力セクターの現状	9
2.1 ブラジル電力セクターの組織.....	9
2.2 ブラジル電力セクターの経済面での現状.....	13
第 3 章 超電導送配電技術の現状	25
3.1 各国における超電導送配電技術の開発状況	25
3.2 ブラジルにおける超電導送配電技術の開発状況	31
第 4 章 ブラジルにおける超電導導入に関する情報収集	32
4.1 ブラジルの中長期系統計画	32
4.2 現在および将来計画での系統における課題	45
4.3 長距離送電の導入の必要性	51
4.4 長距離直流送電の導入効果	51
4.5 ブラジルの将来計画と地中化の動向	53
4.6 直流、交流超電導送電の導入可否.....	54
4.7 直流、交流超電導送電導入において考慮すべき事項.....	61
第 5 章 超電導送電導入に関する検討	88
5.1 直流、交流超電導送配電実用化の時期の検討.....	88
5.2 実証試験の実施に向けたボトルネック	90
5.3 研究所レベルの検証設備・試験内容の提案	129
5.4 パイロット事業の提案	135
5.5 情報発信（セミナー）	160
5.6 今後の展開	203

目 次

図 2.1	EPE の組織	9
図 2.2	CEPEL の研究内容	11
図 2.3	ブ国電力セクターの相関図.....	11
図 2.4	ブ国電力セクター関係図	12
図 2.5	Eletrobras 組織図	17
図 2.6	Electrobras CEPEL の組織図 (2015 年 9 月時点)	18
図 2.7	地域別送電網拡張投資額の割合 (2014-2019)	21
図 3.1	日本の開発体制.....	29
図 3.2	他国の開発体制.....	29
図 4.1	2013-2023 年の電源比率	34
図 4.2	水力発電ポテンシャルの分布	34
図 4.3	ブ国の送電線系統図 (将来計画を含む)	37
図 4.4	電力系統拡張計画 (2013 年時点計画)	38
図 4.5	4 導体の場合の系統電圧分布計算.....	42
図 4.6	6 導体の場合の系統電圧分布計算.....	43
図 4.7	動的安定度計算結果	44
図 4.8	各地域の電力潮流状況 (雨季、乾季)	45
図 4.9	各メンテナンスセンターの送電線保守範囲概要.....	47
図 4.10	Foz do Iguaçu-Ibiuna 直流送電概要図.....	48
図 4.11	架空送電線から地下ケーブルへの取替	49
図 4.12	Tucuri-Macapa-Manaus 間の送電線ルート.....	50
図 4.13	送電距離と送電率の関係 (試算ベース)	54
図 4.14	直流超電導送電と交流超電導送電のコスト比較.....	56
図 4.15	単独系統の相互接続	57
図 4.16	直流超電導送電導入の必要性	58
図 4.17	従来の送電システムと超電導送電システムの比較.....	59
図 4.18	交流超電導送配電導入の必要性.....	60
図 4.19	直流超電導ケーブルの構造.....	62
図 4.20	冷却装置のシステム構成例.....	63
図 4.21	液体窒素の循環構成	63
図 4.22	交流超電導ケーブルの液体窒素循環方式	64
図 4.23	直流超電導ケーブルの液体窒素循環方式	64
図 4.24	ケーブルの敷設スペース比較の例	84
図 4.25	各構成要素間および運用・保守面を含めた技術検討要件相関図.....	85
図 5.1	超電導送配電導入のロードマップ	88
図 5.2	交流超電導送配電実用化までのロードマップ	89
図 5.3	中間接続部.....	97
図 5.4	DC ケーブル用終端接続部.....	98

図 5.5	AC ケーブル (単心) 用終端接続部	98
図 5.6	冷却システムの基本構成	100
図 5.7	ターボブレイトン・サイクル冷凍機	101
図 5.8	冷却ステーションの配置	102
図 5.9	冗長性を考慮した冷却システム	103
図 5.10	冷却システムレイアウト	103
図 5.11	制御装置構成 (標準構成)	111
図 5.12	4,000MW 超電導直流送電 単線結線図	114
図 5.13	トレーラーによるケーブル (ドラム) 輸送	121
図 5.14	布設用台車を用いたケーブル (ドラム) 輸送	121
図 5.15	ケーブル断熱管の構造	122
図 5.16	直流超電導ケーブルの布設方法	122
図 5.17	超電導直流ケーブルの河川横断の模式図	123
図 5.18	Transmission network of general power system. The figure shows the place where HTS cables can be applied.	123
図 5.19	Initial costs of bus-lines in a power generation.	124
図 5.20	operation costs of bus-lines in a power generation. The cost is estimated by electrical power consumption at 0.15 \$/kWh	125
図 5.21	Initial costs of 230-kV underground cable.	126
図 5.22	Operation costs of underground cable with 230 kV, 1,500 MVA. The costs are induced by electrical power consumptions at 0.15 \$/kWh	126
図 5.23	Initial costs of a bus-line for a substation.	127
図 5.24	Operation costs of a bus line with 230 kV, 1,500 MVA. The costs are induced by electrical power consumptions at 0.15 \$/kWh	128
図 5.25	通電試験の構成 (オープンバステスト)	129
図 5.26	課電試験の構成	130
図 5.27	ラボラトリ試験における体制	132
図 5.28	Chesf の担当する送電系統	135
図 5.29	Eletronorte の担当する地域	136
図 5.30	Eletrosul の担当する地域	137
図 5.31	Furnas の担当する地域	138
図 5.32	超電導ケーブルのシステム構成図	141
図 5.33	超電導ケーブル中間接続部 構造図	142
図 5.34	超電導ケーブル終端接続部 構造図	142
図 5.35	5kW ブレイトン冷凍機	143
図 5.36	冷凍システムの床面積	143
図 5.37	パイロットプラント候補地の位置	144
図 5.38	図式化した今後の展開	203

表 目 次

表 1.1	調査団員の構成.....	2
表 1.2	第一次現地調査日程	2
表 1.3	第二次現地予備調査日程	3
表 1.4	第二次現地調査.....	4
表 1.5	現地自主調査	5
表 1.6	ブラジル側とのテレビ会議.....	5
表 1.7	第三次現地調査.....	5
表 1.8	ブラジル側とのテレビ会議.....	6
表 1.9	第四次現地調査.....	6
表 1.10	ブラジル側とのテレビ会議.....	6
表 1.11	第五次現地調査.....	7
表 1.12	ブラジル側とのテレビ会議.....	7
表 1.13	第六次現地調査.....	8
表 1.14	ブラジル側とのテレビ会議.....	8
表 2.1	想定されている送電託送料 (TUST) (2017～2023 年)	13
表 2.2	地域別・用途別平均電力料金 (2015 年)	14
表 2.3	Eletrobras の財務データ (連結) (単位：百万リアル)	19
表 2.4	Electrobras の資本構成および株主構成.....	19
表 2.5	ブ国の送電設備投資計画 (2015 年 9 月調査時点)	21
表 2.6	Eletrobras の投資実績	22
表 3.1	日本における超電導電力ケーブルの開発動向	25
表 3.2	中国における超電導電力ケーブルの開発動向	27
表 3.3	電力ネットワークでの実証プロジェクト	27
表 3.4	超電導ケーブル単独での実証プロジェクト.....	27
表 3.5	超電導技術に関する日本と海外の比較.....	30
表 4.1	2014-2023 年の GDP・人口および電力消費量の見通し	32
表 4.2	2014-2023 年の電力消費量の内訳	32
表 4.3	2013-2023 年における新規電源開発計画	33
表 4.4	PDE2023 における水力発電所の開発計画	35
表 4.5	電圧毎の基幹送電線亘長の現状と将来計画.....	38
表 4.6	主要な送電線建設計画 (北部、北東部)	39
表 4.7	Xingu－Miracema 交流送電線の送電線導体検討	41
表 4.8	Xingu－Rio de Janeiro および Minas 直流送電線の送電線導体検討	44
表 4.9	地域別、月別の発電比率と需要比率の比較.....	45
表 4.10	ブ国における直流送電線	46
表 4.11	500kV 交流送電線の建設コスト (参考値)	52
表 4.12	直流送電設備の電圧毎の比較 (目安)	55

表 4.13	架空線と超電導ケーブルの送電損失比較	58
表 4.14	20km 市街地敷設送電線の概略検討結果	61
表 4.15	基本制御方式の機能概要	65
表 4.16	双極協調制御方式の主な機能概要	66
表 4.17	変換所保護装置の保護継電方式	66
表 4.18	国家環境制度 (SISNAMA)	68
表 4.19	参照すべき主な環境法令	69
表 4.20	ブ国の保護地域区分	70
表 4.21	Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の設備概要	72
表 4.22	Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の自然環境影響の課題と対応策	74
表 4.23	Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の社会環境影響の課題と対応策	75
表 4.24	Xing–Estreito 間 800kV 直流送電線事業の概要	77
表 4.25	Xing–Estreito 間 800kV 直流送電線事業の自然環境影響の主な課題と対応策	78
表 4.26	Xingu–Estreito 間 800kV 直流送電線事業の社会環境影響の主な課題と対応策	80
表 4.27	各事業の機器構成の仕様と環境影響	83
表 4.28	技術検討要件	86
表 5.1	系統連系要件	90
表 5.2	輸入品に係る税金一覧	93
表 5.3	同軸ケーブルを適用したケーブル構成のメリットとデメリット	94
表 5.4	直流超電導ケーブルの適用	95
表 5.5	交流超電導ケーブルの適用	96
表 5.6	直流送電システム構成 (ケーブル構成考慮)	106
表 5.7	直電導直流ケーブルの制約事項	107
表 5.8	直流電圧、直流電流値および線材本数 (4,000MW)	107
表 5.9	変換装置の方式比較	108
表 5.10	単極構成と双極構成の比較	108
表 5.11	帰路方式の比較	109
表 5.12	直流電圧別の構成比較	109
表 5.13	制御装置 (標準構成) の主な機能	110
表 5.14	直流送電システムの周辺機器	112
表 5.15	超電導直流送電プロジェクト 変換所機器仕様案	113
表 5.16	直列構成と並列構成比較	115
表 5.17	制御方法の課題	116
表 5.18	定期点検項目、交換部品および消耗品の一覧	118

表 5.19	Specification of the bus-line (cable) connected between a power generator and a main transformer in a power plant.....	124
表 5.20	Specification of the underground cable for replacing an overhead line.	125
表 5.21	Specification of a bus-line in a substation.....	127
表 5.22	超電導ケーブルの市場予想.....	128
表 5.23	ラボラトリ試験における測定装置・設備.....	131
表 5.24	ラボラトリ試験のスケジュール.....	133
表 5.25	ラボラトリ試験における概略予算（ブラジル側）.....	134
表 5.26	ラボラトリ試験における概略予算（日本側が支援を行う場合）.....	134
表 5.27	Chesf における電圧階級と亘長.....	136
表 5.28	Eletronorte における電圧階級と亘長.....	136
表 5.29	Eletrosul における電圧階級と亘長.....	137
表 5.30	Furnas における電圧階級と亘長.....	138
表 5.31	Chesf からのパイロットプラント候補地の提案.....	140
表 5.32	Eletronorte からのパイロットプラント候補地の提案.....	140
表 5.33	超電導ケーブル開発におけるケーブル構成.....	141
表 5.34	パイロット・プラントの検討結果（Chesf）.....	145
表 5.35	パイロット・プラントの検討結果（Eletronorte）.....	145
表 5.36	パイロット・プラントの検討結果（Eletrosul）.....	145
表 5.37	パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Chesf).....	146
表 5.38	パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Eletronorte).....	147
表 5.39	パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Eletrosul).....	147
表 5.40	パイロットプラントの実施体制.....	148
表 5.41	セミナープログラム.....	162
表 5.42	超電導セミナーの展示会の展示品目.....	199

略語表

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	ブラジル配電事業者協会
ABRATE	Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica	ブラジル送電事業者協会
ACL	Ambiente Contratacao Livre	自由契約による市場
ACR	Ambiente de Contratacao Regulado	規制された契約による市場
ACR	Automatic Current Regulator	定電流制御
ANA	Agência Nacional de Águas	国家水資源局
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	国家電力庁
APR	Automatic Power Regulator	定電力制御
AVR	Automatic Voltage Regulator	定電圧制御
AγR	Automatic γ Regulator	定余裕角制御
BM&FBOV	Bolsa de Mercadorias e Futuros	サンパウロ証券・先物商品取引所
ESPA	Valores de São Paulo	
CCC	Conta De Consumo de Combustíveis	燃料消費会計の資金
CCEE	Electric Power Trading Chamber	電力取引委員会
CDF	Conta de Desenvolvimento Energético	エネルギー開発会計の資金
CELG-D	Companhia Energética de Goiás Distribuição	ゴイアス州配電会社
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica	Eletrobras 電力研究所
CMSE	Power Sector Monitoring Committee	電力モニタリング委員会
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética	国家エネルギー政策評議会
COFINS	CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL	社会保険融資納付金
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente	ブラジル環境審議会
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão	送電システムサービス契約
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	エネルギー調査公社
FUNAI	Fundação Nacional do Índio	国立インディオ財団
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis	ブラジル環境・再生可能天然資源院
ICM-Bio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade	シッコ・メンデス生物多様性院
ICMS	Imposto sobre Circulacao de Mercadorias e Servicos	商品流通サービス税
II	Imposto sobre Importação	輸入税

INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária	入植・農業改革院
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico Aritístico Nacional	国家歴史遺産院
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados	工業製品税
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
ISTEC	International Superconductivity Technology Center	公益財団法人国際超電導産業技術研究センター
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人 国際協力機構
LI	Licença de Instalação	設置(建設)許可
LO	Licença de Operação	操業許可
LP	Licença Prévia	事前許可
Luz para Todos	Programa Nacional do Acesso e Uso da Energia Elétrica	電力アクセス・利用普及国家プログラム
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação	科学技術革新省
MMA	Ministério do Meio Ambiente	環境省
MME	Ministerio de Minas e Energia	鉱山エネルギー省
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	国立研究開発法人 新エネルギー産業技術総合開発機構
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	全国電力系統運用者
PAC	Programa de Aceleração do Crecimento	成長加速プログラム
PAR	Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN	全国連系システム拡張・増強計画
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia	エネルギー開発計画
PDNG	Plano Diretor de Negócio e Gestão da Eletrobras	事業マネジメント計画
PET	Programa de Expansão de Transmissão	送電網拡張プログラム
PIEE	Programa de Investimento em Energia Elétrica	電力セクター投資プログラム
PIS	Social Integration Program	社会統合基金
PNE	Plano Nacional de Energia	国家エネルギー計画
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica	省エネルギープログラム
Proinfa	Programa Fontes Alternativas de Energia Elétrica	電力代替源プログラム
RAP	Relatório Ambiental Preliminar	簡易環境影響評価
RAS	Relatório Ambiental Simplificado	簡易環境影響評価
RGR	Reserva Global de Reversão	グローバルリバージョン基金
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental	環境影響評価報告書

SIN	Sistema Interligado Nacional	全国統一系統
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente	国家環境制度
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage	超電導磁気エネルギー貯蔵
SNUC	Systema Nacional Unidade de Conservação	ブラジル国家保護地域制度
SPE	Special Purpose Enterprise	特別目的企業
SPU	Secretaria do Patrimônio da União	連邦資産局
TUST	Tarifa de Uso do SIstema de Transmissao	送電の託送料

第1章 調査の背景および目的

1.1 調査の背景

ブラジル連邦共和国（以下、「ブ国」）政府は、2014年に「10ヵ年電力設備増強計画」を発表しており、2013年時点で68.9%を占める水力発電シェアを2023年には59.7%とし、再生可能エネルギーを13.9%から24.1%に増やすなど、発電源の多様化方針とともに、送変電網の拡充（送電の直流化含む）や配電自動化（スマートグリッド）も計画され、各州や国営（ブラジル電力（Eletrobras等））の送配電会社を中心となり送配電の近代化事業も全国で進行している。しかし、ブ国はその広大な国土から、電源サイトから需要地までの距離が長大で、送配電ロスとこれらに起因する停電頻度の増加が懸念される状況となっている。

国家電力庁（ANEEL：Agência Nacional de Energia Elétrica）によると、総発電量における送配電ロスは2013年には16.4%にも上り、送電時のテクニカルロス（送電線等の抵抗によるロス）とノン・テクニカルロス（盗電）がほぼ半々と想定され、年間発電量で約52,000GWh、金額ベースで約30億ドルの損失となっていると推定される。また、一世帯当たりの年間停電時間は2010年で18.40時間、停電回数は11.35回（日本は約10分、0.15回）である。これは社会経済的な問題となっており、更に拡大する恐れがある。

我が国においては、送配電時のロス軽減に向けて様々な方策がとられ、中でも大容量の送電と送電ロスの大幅な軽減が可能である超電導送電技術が電力会社を中心に研究されており、現在、実証段階を経て実用段階に近い状況にある。ブ国政府でも同様に、送配電網の近代化における具体策として超電導技術の活用に関心があることが、確認されており、日本との共同調査、実証等にも強い関心が示されたことから、本調査を実施するに至った。

1.2 調査の目的

本調査は、現地調査およびブ国側関係機関との協議等を通じて、ブ国における超電導の導入可能性に関する情報収集を行い、将来的な資金協力支援等による実証事業形成に向けた必要な課題を整理し、対応策の検討を行うことを目的として実施するものである。

1.3 調査の方法

1.3.1 調査団構成

表 1.1 に示す調査団員の構成で、調査を実施した。

表 1.1 調査団員の構成

氏名	担当業務
安芸 稔夫	総括/送変電計画
向山 晋一	超電導ケーブル技術
山本 恵一	冷却技術
藤田 智久	送変電技術/系統分析
西松 慎也	送変電技術/系統分析 2
渡辺 公紀	送変電技術/系統分析 3
中村 桐美	経済分析
三島 光恵	環境影響評価

1.3.2 調査スケジュール

1) 第一次現地調査

2015年3月10日から4月5日にかけて、表 1.2 に示すスケジュールでブ国政府関連機関/4都市（サンパウロ、リオデジャネイロ、クリチバ、フォスドイグアス）の電力会社等を訪問し調査を行った。

表 1.2 第一次現地調査日程

月日	実施事項		
	安芸, 向山, 山本, 藤田	三島	中村
3/10	日本発		
3/11	移動		
3/12	Eletrobras と面談 移動（リオデジャネイロ→ブラジリア）		
3/13	JICA ブラジル事務所と面談 日本大使館と面談 ANEEL と面談		
3/14	資料作成、団内打合せ		移動 （ブラジリア→ リオデジャネイロ）
3/15	資料作成		
3/16	ABRADEE と面談 MME と面談	ABRADEE と面談 MME と面談 移動 （ブラジリア→リオデジャネイロ）	資料収集
3/17	移動 （ブラジリア→サンパウロ）	ELECTROBRAS CEPEL と面談	

月日	実施事項		
	安芸, 向山, 山本, 藤田	三島	中村
3/18	Mayekawa ブラジルと面談 CTEEP と面談	移動 (リオデジャネイロ→サンパウロ)	ブラジル発
3/19	Araraquara 変換所視察		移動
3/20	Ibiuna 変換所視察 JETRO と面談	資料収集	日本着
3/21	移動 (サンパウロ→クリチバ)		
3/22	資料作成、団内打合せ		
3/23	FISA と面談 COPEL と面談		
3/24	移動 (クリチバ→サンパウロ) AES Eletropaulo と面談	Ecotecnica と面談	
3/25	移動 (サンパウロ→フォスドイグアス)	移動 (クリチバ→リオデジャネイロ)	
3/26	ITAIPU 発電所視察 Foz do Iguaçu 変換所視察	EPE と面談	
3/27	移動 (フォスドイグアス→リオデジャネイロ)	Eletrobras と面談	
3/28-30	資料作成、団内打合せ	ブラジル発-移動-日本着	
3/31	移動 (リオデジャネイロ→ブラジリア) ANEEL と面談 移動 (ブラジリア→リオデジャネイロ)		
4/1	Eletrobras と面談 CEPEL と面談		
4/2	EPE と面談		
4/3-5	ブラジル発-移動-日本着		

2) 第二次現地予備調査

2015年6月30日から7月10日にかけて、表 1.3 に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.3 第二次現地予備調査日程

月日	実施事項
6/30	日本発
7/1	リオデジャネイロ着 団内打合せ
7/2	Eletrobras、CEPEL と面談
7/3	EPE と面談
7/4	資料作成、団内打合せ
7/5	移動 (リオデジャネイロ→ブラジリア)

月日	実施事項
7/6	JICA ブラジル事務所と面談 ANEEL と面談 移動（ブラジリア→リオデジャネイロ）
7/7	ONS と面談
7/8	Eletrobras と面談 ブラジル発
7/9-10	移動-日本着

3) 第二次現地調査

2015年8月10日から9月5日にかけて、表 1.4 に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.4 第二次現地調査

月日	実施事項
8/10	日本発
8/11	移動（リオデジャネイロ→ブラジリア）
8/12	JICA ブラジル事務所と打合せ FISA と電話会議
8/13	ABRATE と面談
8/14-16	資料作成、団内打合せ
8/17	移動（ブラジリア→リオデジャネイロ）
8/18	JICA 本部との打合せ
8/19	Eleterobras と面談 移動（リオデジャネイロ→ブラジリア）
8/20	MME と面談 ANEEL と面談
8/21	移動（ブラジリア→リオデジャネイロ）
8/22-23	資料作成、団内打合せ
8/24	CEPEL、Furunas、Eletrobras と面談
8/25-26	資料作成、団内打合せ
8/27	CEPEL と面談
8/28-30	資料作成、団内打合せ
8/31	通訳との打合せ
9/1-2	資料作成、TV 会議試験準備
9/3	CEPEL と面談 TV 会議システム接続試験 ブラジル発
9/4-5	移動-日本着

4) 現地自主調査

2016年1月13日から1月19日にかけて、表 1.5 に示すスケジュールで Eletrobras および CEPEL と面談し、本調査の期間延長に関して協議を行った。

表 1.5 現地自主調査

月日	実施事項
1/13	日本発-移動
1/14	ブラジル（リオデジャネイロ）着 Eletrobras・CEPEL と面談
1/15	Eletrobras と面談
1/16	資料作成、団内打合せ
1/17	資料作成、ブラジル発
1/18-19	移動-日本着

5) テレビ会議の実施

2016年2月12日に、Eletrobras および CEPEL とテレビ会議を行った。

表 1.6 ブラジル側とのテレビ会議

月日	実施事項
2/12	今後のスケジュール・進め方等に関して打合せ

6) 第三次現地調査

2016年3月8日から17日にかけて、表 1.7 に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.7 第三次現地調査

月日	実施事項
3/8	日本発-移動
3/9	ブラジル（リオデジャネイロ）着 Eletrobras・CEPEL と面談
3/10	CEPEL と面談
3/11	CEPEL の研究施設を視察 CEPEL と面談
3/12-13	資料作成
3/14	CEPEL と面談 Eletrobras と面談
3/15	Eletrobras・CEPEL と面談 ブラジル発
3/16-17	移動-日本着

7) テレビ会議の実施

2016年4月11日および4月18日に、Eletrobras および CEPEL とテレビ会議を行った。

表 1.8 ブラジル側とのテレビ会議

月日	実施事項
4/11	研究所レベルの試験に必要な設備およびセミナーの準備に関して打合せ
4/18	

8) 第四次現地調査

2016年5月16日から26日にかけて、表 1.9 に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.9 第四次現地調査

月日	実施事項
5/16	日本発-移動
5/17	ブラジル (リオデジャネイロ) 着
5/18	CEPEL にてセミナー開催準備 Eletrobras・CEPEL と面談
5/19	CEPEL にてセミナー開催
5/20	Eletrobras・CEPEL と面談
5/21-22	資料作成
5/23	EPE と面談
5/24	Eletrosul と面談 Eletrobras と面談 ブラジル発
5/25-26	移動-日本着

9) テレビ会議の実施

2016年7月8日、8月30日および10月4日に、Eletrobras および CEPEL とテレビ会議を行った。

表 1.10 ブラジル側とのテレビ会議

月日	実施事項
7/8	今後のスケジュール・進め方等に関して打合せ
8/30	今後のスケジュール・進め方等に関して打合せ
10/4	今後のスケジュールおよび10月渡航時の調査の進め方に関して打合せ

10) 第五次現地調査

2016年10月11日から21日にかけて、表1.11に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.11 第五次現地調査

月日	実施事項
10/11	日本発
10/12	ブラジル（リオデジャネイロ）着
10/13	Eletrobras・CEPEL と面談
10/14	Furnas と面談 Eletronorte と面談
10/15-16	資料作成
10/17	Chesf と面談
10/18	Eletrobras・CEPEL と面談 Eletrosul と面談
10/19	Furnas と面談、ブラジル発
10/20-21	移動-日本着

11) テレビ会議の実施

2016年10月31日～12月1日にかけて、Eletrobras、CEPEL、Chesf、Eletrosul および Eletronorte と、超電導パイロットプラントの候補地の選定に関してテレビ会議にて協議を行った。

表 1.12 ブラジル側とのテレビ会議

月日	実施事項
10/31	Eletrobras・CEPEL と、今後のスケジュールおよびパイロットプラント候補地の選定に関して打合せ
11/8	Chesf におけるパイロットプラント候補地に関して打合せ
11/17	Eletrosul におけるパイロットプラント候補地に関して打合せ Eletronorte におけるパイロットプラント候補地に関して打合せ
11/25	Eletrobras・CEPEL と 12月渡航時の調査の進め方に関して打合せ
12/1	Chesf におけるパイロットプラント候補地に関して打合せ

12) 第六次現地調査

2016年12月6日～16日にかけて、表 1.13 に示すスケジュールで調査を行った。

表 1.13 第六次現地調査

月日	実施事項
12/7	日本発
12/8	ブラジル（リオデジャネイロ）着
12/9	Eletrobras・CEPEL と面談
12/10-11	資料作成
12/12	Eletrobras と面談
12/13	ブラジリアへ移動
12/14	MME に成果報告 ANEEL に成果報告 リオデジャネイロへ移動 ブラジル（リオデジャネイロ）発
12/15-16	移動-日本着

13) テレビ会議の実施

2017年1月6日に、Eletrobras および CEPEL とテレビ会議を行った。

表 1.14 ブラジル側とのテレビ会議

月日	実施事項
1/6	本調査の最終報告としてブラジル側へ提出する Summary Report に関して打合せ

第2章 ブラジル電力セクターの現状

2.1 ブラジル電力セクターの組織

ブ国の電力セクター組織を図 2.3 に示す。また、各機関の関係について、現地にて聞き取り調査した結果を図 2.4 に示す。主な政府機関と電力会社の役割については以下のとおりである。

- CNPE(Conselho Nacional de Política Energética：国家エネルギー政策評議会)
国のエネルギー政策方針を決定する顧問機関。
- MME(Ministerio de Minas e Energia：鉱山エネルギー省)
電力・エネルギー分野の監督官庁として、国のエネルギー政策全般の策定等に携わる。EPEの策定した計画（中長期のエネルギー計画等）を基に計画を確定させる。
- EPE(Empresa de Pesquisa Energética: エネルギー調査公社)
ブ国における電力を含むエネルギーに関する将来計画（5年計画、10年計画、30年計画）の立案・作成を担当しており、計画作成にあたっては、技術・経済両面の評価を行っている。策定された計画は、MMEが策定する将来計画のベースとなっている。

送電網の開発計画策定においては、EPE担当部署が検討することが基本であり、様々な情報を独立的な立場から検討する一方で、設備計画の検討では、CEPELにおける技術の研究・評価・分析結果も参照されており、特に前例のない新技術の場合はCEPELの研究結果が重視される。EPEは、長期計画を4～5年毎に更新しており、その時に実用化される技術を計画に織り込む必要があるため、新しい技術の研究開発動向について、継続的に情報収集を行っている。

また、EPEは、経済評価を十分検討した上で各事業の設備計画を策定しており、コスト面の評価は、事業開始時だけでなくライフサイクルコストも含めた総合的なコスト評価を行っている。その他に電力設備建設の入札仕様作成等も担当している。

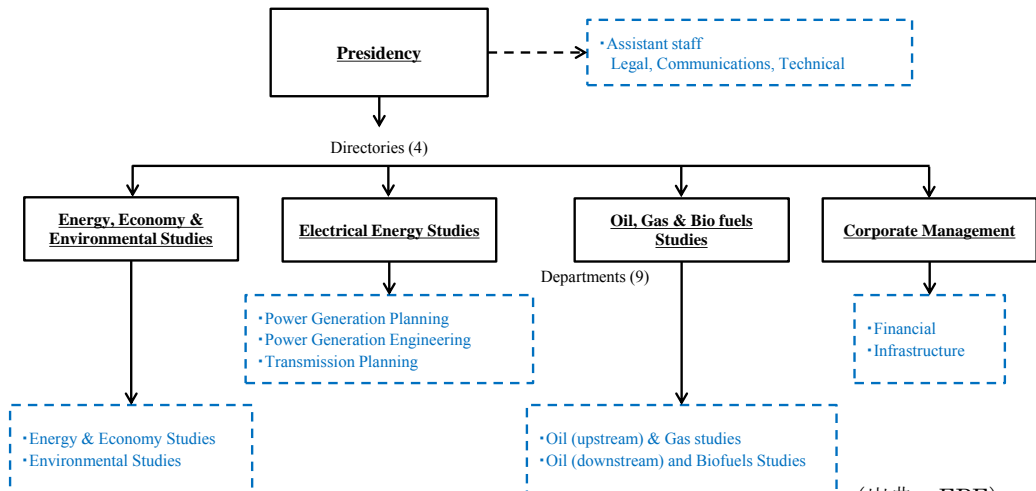


図 2.1 EPE の組織

(出典：EPE)

- ANEEL(Agência Nacional de Energia Elétrica : 国家電力庁)

MME(EPE)が作成した事業計画を実施するための入札を実施し、モニタリングを担当している。それに加えて、電力関係の研究開発(R&D)に関する規制を担当しており、そのための部門(Superintendency of Research and Development and Energy Efficiency)を有する。2002年に公布された法律により、電力部門に所属している企業は、売上の1%をR&Dに投資しなければならない義務があり、この資金は一部を除いて、送配電損失低減や停電時間縮小などの電力効率化計画の研究開発にあてられる。ANEELは、この資金を用いて各電力会社が実施するR&D事業計画の承認および成果の評価を行う。ANEELの管理する研究開発については以下のとおりである。

- Law 9.991/2000にもとづき、発電および送配電の事業者（太陽光、風力、バイオマスおよび小水力を除く）は営業利益の1%を、電力セクターの研究開発に投資することが求められる。
- この研究開発は、電力市場における課題の解決や革新を目的とする。
- この投資された資金は以下のとおり配分される。

National Scientific Technological Development Fundに40%が配分される。

MMEに20%が配分される。

ANEELの研究開発計画に40%が配分される。

- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico : 全国電力系統運用者)

全国統一系統（SIN : Sistema Interligado Nacional）の運用およびGrid Code等の規制に関する業務を実施している。

電力系統の運用では、各発電所の出力の決定を行っており、決定においては、経済性や電力系統の安定性などを考慮している。運転監視の対象は230kV以上の送電線であるが、出力の大きな発電所に連系され、潮流が大きな送電線については、系統安定度に与える影響が大きいことから、230kV以下であっても監視を行っている。また、ONSが実際の潮流を監視している個所であることから、停電時のペナルティに関する算定も実施している。

また、EPEが毎年策定する10年計画のレビューを行い、これに対するコメントも行っている。具体的には、系統運用者の観点から、設備の新設・更新に関する優先順位、設備容量、設備の信頼性に関わる構成などに関する内容である。

- Eletrobras

Eletrobras は、1962年に連邦電力会社として設立され、現在は連邦政府が普通株の54.5%、ブラジル国立経済社会開発銀行が普通株の20%、優先株の14%を所有する連邦持ち株会社である。ブ国政府による再生可能エネルギー促進策や全国大での電化政策、エネルギー効率化支援策などを支援するとともに、発電・送電・配電における設備の建設・増強・運転に関する計画にも携わり、参加企業への資金の拠出および調整に当たっている。詳細については、2.2.1-2)項を参照のこと。

・ CEPEL

Eletrobrasグループの研究機関であり、ブ国最大の研究機関である。Eletrobrasとそのグループ企業、MME等の公的機関、およびその他の電力会社からの委託を受け、技術サービスを提供している。電力系統制御システム、超電導のような新技術、および太陽光・風力のような再生可能エネルギー等の研究開発を実施しているほか、実際の機器の試験や不良個所の診断等についても実施している。大学や他国の研究機関と共同しての研究開発も行っている。Rio de Janeiro本社の施設のほか、Adrianopolisに大規模な実験設備を所有している。

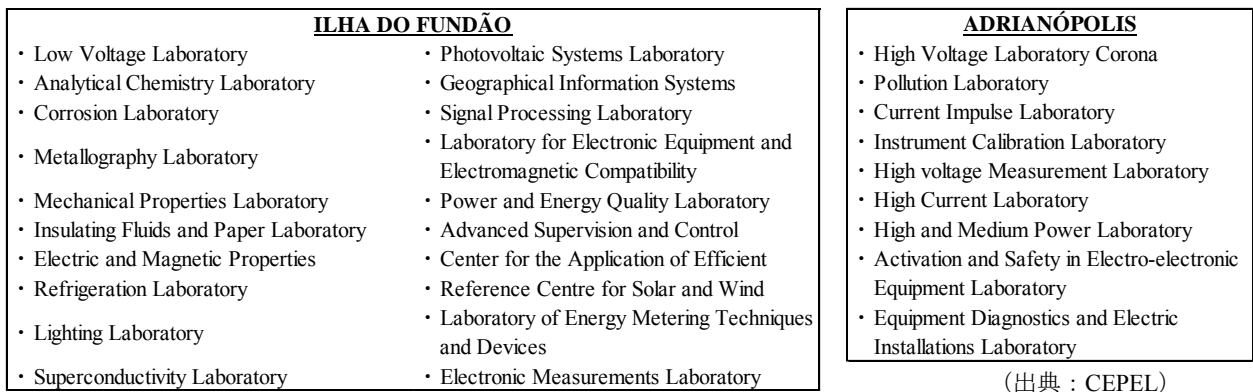


図 2.2 CEPEL の研究内容

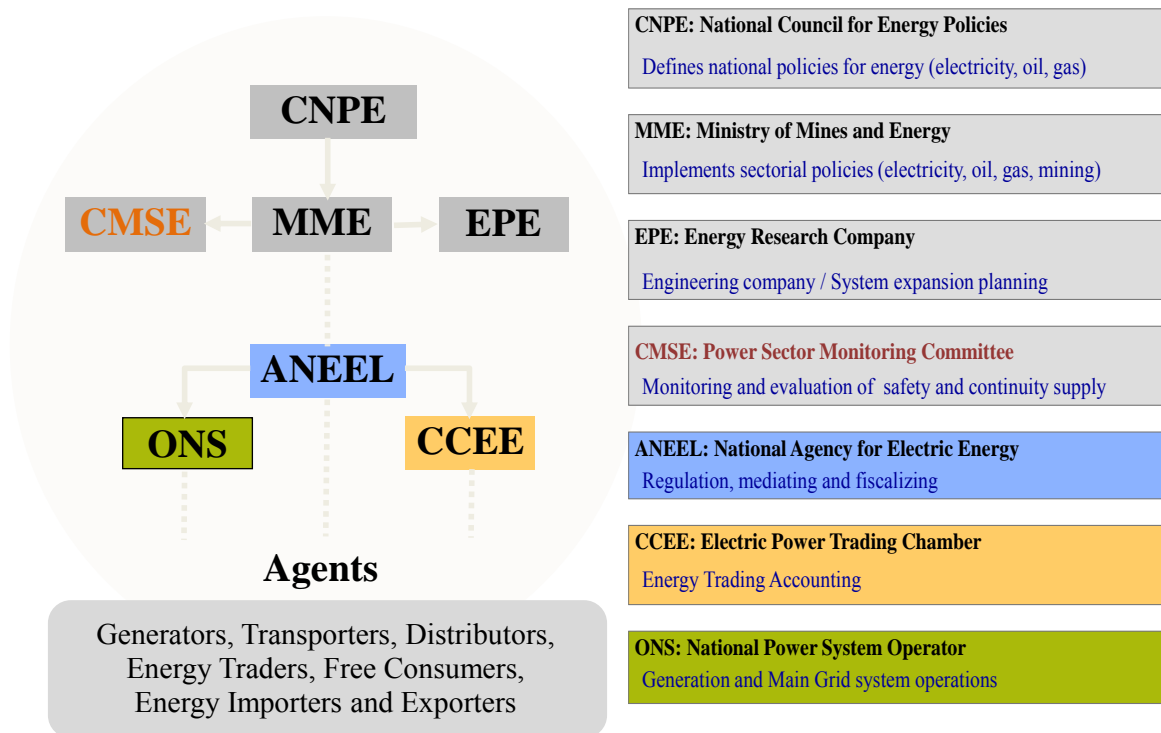
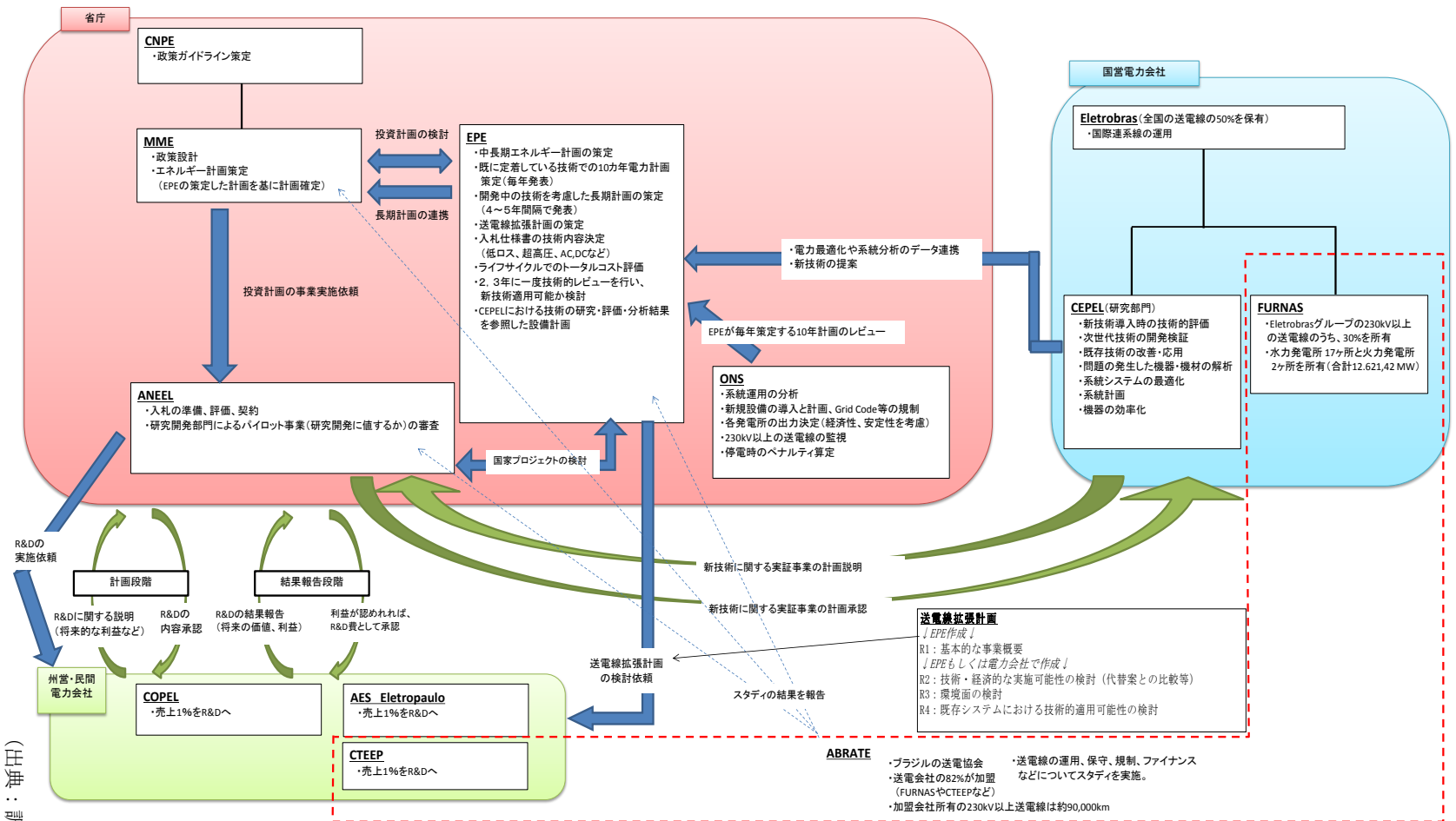


図 2.3 ブ国電力セクターの相関図

(出典 : ONS)



(出典：調査団作成)

図 2.4 ブラジル電力セクター関係図

2.2 ブラジル電力セクターの経済面での現状

2.2.1 ブラジル電力市場と電力事業者

1) ブラジルの電力市場

現在のブ国における電力市場、電力事業者、政府管轄機関の構成は、2003年（連邦法 10847 および 10848）～2004年（指令 5163）に行われた電力セクター改革によって制定された法令がベースとなっている。

電力卸売市場は、長期電力供給契約に基づく規制された契約による市場（ACR: Ambiente de Contratacao Regulado）と大口需要家（500kW以上）がIPP、配電事業者、小売りトレーダー等と自由に契約する自由契約による市場（ACL: Ambiente Contratacao Livre）とに分けられ、さらに、長期電力供給契約（ACR、ACLの双方）で契約された電力量と実際の電力消費量もしくは生産電力量の際の調整を目的とする短期市場（Mercado de Curto Prazo）に分けられている。ACRによる長期電力供給契約では、配電事業者は、供給エリアの電力供給を100%保証する義務があり、必要な電力量の100%を市場で競争入札を行い、長期電力売買契約で調達しなければならない。

また、発電、送電(230kV以上の基幹送電網)及び配電分野においては、各民間事業者が競争入札により、設備の建設と運用に参入している。ONSによると、現在、ブ国全土で発電では160事業者、送電では105事業者、配電では95事業者が設備の建設・運用を行っている。

送電については、事業者は、国家電力庁(ANEEL: Agencia Nacional de Energia Eletrica)が定める基準で30年間のコンセッション契約を締結し、設備の建設および運用を行う。また、同時にONSと送電システムサービス契約(CPST: Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão)を締結する。10カ年計画において想定されている送電の託送料(TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissao)は、表2.1のとおりである。

表 2.1 想定されている送電託送料（TUST）（2017～2023年）

年	サービス地域	託送料（リアル/kW/月）		
		下限	上限	平均
2017	南部	3.4	5.5	4.4
	南東部/中西部	0.0	6.3	4.4
	北東部	0.3	6.4	4.1
	北部	2.4	5.7	4.6
2019	南部	3.8	6.1	4.9
	南東部/中西部	0.0	6.8	4.6
	北東部	2.2	6.4	4.2
	北部	2.0	6.1	4.8
2021	南部	3.3	6.1	4.8
	南東部/中西部	0.0	6.8	4.5
	北東部	2.5	6.8	4.6
	北部	1.7	7.0	5.5
2023	南部	3.0	6.4	5.0
	南東部/中西部	0.0	7.1	4.7
	北東部	2.4	7.1	4.8
	北部	1.8	7.4	5.8

(出典：Ministério de Minas Energia、Empresa de Pesquisa Energica, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2023”)

サービス地域は大きく、南部、南東部/中西部、北東部、北部の4つに分けられており、地域ごとに料金が設定されている。平均値でみると、地域ごとの差はあまりない。上限および下限額でみると、地域差は大きく、2017年の想定では、南部では下限3.4レアル、上限5.5レアルと上限・下限の差が最も小さく、南東部/中西部は下限0.0レアル、上限6.3レアルと最も大きい。託送料は全体として、段階的に引き上げられる見通しであり、平均値で、2017年4.1～4.6レアルから、2023年4.7～5.8レアルと想定されている。

なお、託送料については、発電会社と配電会社で50%ずつ負担することになっている。送電事業者は、コンセッション契約上、回線停止があった場合に罰金が課せられるため、回線停止を回避するための設備の保守管理が主要課題となっている。

最終需要家に対する電力料金は、ANEELが認可した配電会社ごとに設定されている。料金設定は、原則、総括原価方式であり、ANEELが地域ごとの経済および財務的なバランスを考慮し、かつ、配電事業者が電力供給コストをカバーし、資本投資に対する適正な収益を得ることができるレベルで決定している。料金設定にあたっては、管理不能コスト (Part A: 再販売用電力購入費用、送電託送料、その他電力事業に係る費用) および管理可能コスト (Part B: 運営・維持管理費用、投資資本に対する収益、その他費用) に基づいて算出される。料金水準は、定期的な見直しとともに、Part A および Part B のコストにインフレ率等を考慮した指数により、毎年調整が行われるほか、配電事業者のコストが大幅に変動した場合には特別に改訂が行われる。表2.2は、2015年の地域別・用途別の平均電力料金を示している。ブ国全体の平均電力料金は、0.39レアル/kWhである。全体的に、農村部への電力供給や農業を用途とする場合に、電力料金は低めに設定されており、特に、北東部の灌漑用の電力料金は0.18レアル/kWhと最も低い水準に設定されている。なお、2015年2月には、熱波による旱魃で水力発電用の用水が確保できず、また、対ドル為替レートの下落により、電力供給コストが大幅に上昇したため、リオデジャネイロ及びサンパウロの電力料金は70%引き上げられた。

表 2.2 地域別・用途別平均電力料金 (2015年)

(単位：レアル/kWh)

用途別	ブラジル平均	中西部	北東部	北部	南東部	南部
商業・サービス・その他	R\$ 0.39	R\$ 0.39	R\$ 0.36	R\$ 0.39	R\$ 0.39	R\$ 0.39
自家消費	R\$ 0.39	R\$ 0.41	R\$ 0.37	R\$ 0.36	R\$ 0.41	R\$ 0.38
街灯	R\$ 0.23	R\$ 0.24	R\$ 0.22	R\$ 0.24	R\$ 0.24	R\$ 0.23
工業	R\$ 0.34	R\$ 0.31	R\$ 0.30	R\$ 0.30	R\$ 0.37	R\$ 0.34
官公庁	R\$ 0.39	R\$ 0.39	R\$ 0.37	R\$ 0.39	R\$ 0.40	R\$ 0.41
住宅	R\$ 0.40	R\$ 0.41	R\$ 0.35	R\$ 0.39	R\$ 0.41	R\$ 0.41
農村	R\$ 0.28	R\$ 0.31	R\$ 0.28	R\$ 0.31	R\$ 0.29	R\$ 0.26
農村 養殖	R\$ 0.20	R\$ 0.34	R\$ 0.20	R\$ 0.31	R\$ 0.31	R\$ 0.22
農村 灌漑	R\$ 0.23	R\$ 0.30	R\$ 0.18	R\$ 0.28	R\$ 0.30	R\$ 0.23
公共サービス (水、下水道、衛生)	R\$ 0.30	R\$ 0.30	R\$ 0.26	R\$ 0.28	R\$ 0.32	R\$ 0.30
公共サービス (その他)	R\$ 0.32	R\$ 0.36	R\$ 0.27	R\$ 0.00	R\$ 0.32	R\$ 0.38
平均	R\$ 0.37	R\$ 0.37	R\$ 0.33	R\$ 0.36	R\$ 0.39	R\$ 0.36

(出典：ANEEL ウェブサイト <http://www.aneel.gov.br/> (2015年9月現在))

2) Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) の概要

a) 事業内容

最新の Eletrobras 「Management Report 2014」によると、Eletrobras は、2013 年時点の資産規模においてラテンアメリカにおいて最大の電力会社となっている。ブ国における発電、電力取引、配電事業を行っており、また、研究や省エネに関するサービスを行う部門も有している。2008 年以降、事業の国際展開が進められており、中南米における発電事業や国際連系線の事業展開を図るため、中米カリブ事務所（パナマ）、コノ・スール（南米南端）事務所（ウルグアイ）、アンデス事務所（ペルー）が置かれている。

国内の発電事業については、ブ国内の発電設備容量の 33%に相当する 44,156MW の設備を所有・運営し、送電事業については、国際連系線を含む、ブ国全土の 230kV ~750kV の基幹送電網（Rede Básica）の 48%に相当する 60,502km を所有・運営している。また、ブラジル連邦政府の公的機関として、政府のエネルギーセクターの基金の運営管理も行っている。連邦政府のエネルギーセクターの基金とは、グローバルリバージョン基金（RGR:Reserva Global de Reversão）、燃料消費会計の資金（CCC: Conta De Consumo de Combustíveis）、エネルギー開発会計の資金（CDF: Conta de Desenvolvimento Energético）、省エネルギープログラム（Procel : Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica）、電力アクセス・利用普及国家プログラム（Programa Nacional do Acesso e Uso da Energia Elétrica, “Luz para Todos”（みんなの光）が通称）、電力代替源プログラム（Proinfa:Programa Fontes Alternativas de Energia Elétrica）を指す。

また、海外ビジネスとしては、Eletrobras は、パラグアイ、アルゼンチン、ベネズエラ、ウルグアイとの国際連系線を運営している。パラグアイはイタイプ水力発電所からパラグアイを結ぶ送電線 4 回線、アルゼンチンはブラジルのウルグアイアナ変電所からアルゼンチンのパソ・デ・ロスリブレス変電所までの 132kV 送電線、ベネズエラはロライマ州ボア・ビスタからサンタ・エレナ市を結ぶ 230 k V 送電線、ウルグアイはリビエラ周波数変換所とリブラメント変電所を結ぶ 230 k V 送電線である。ウルグアイについては、電力統合を図るため、2 番目となる連系線の建設が進められている。

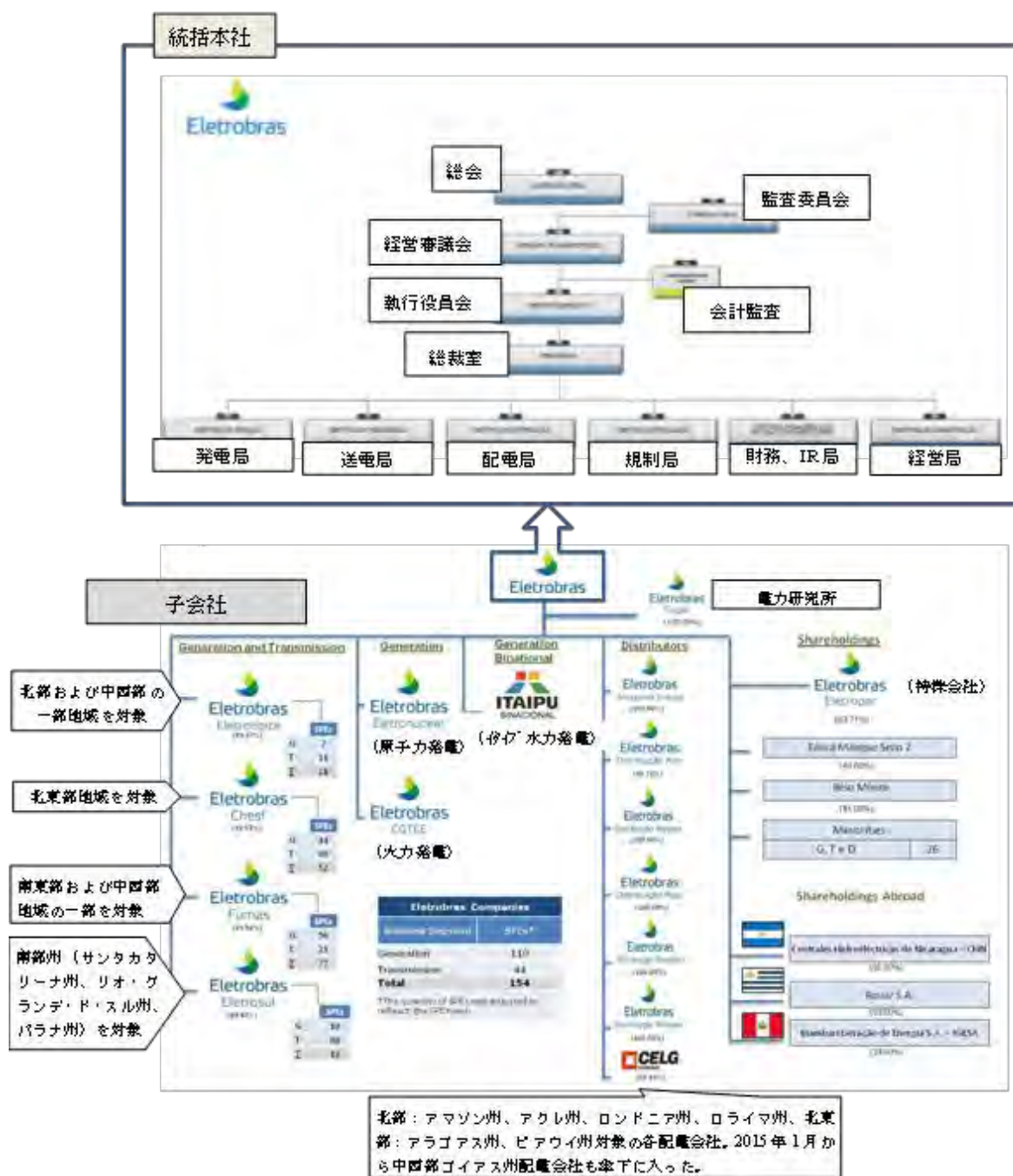
Eletrobras の研究開発投資については、2015 年に実績で 233 百万リアルである。送電技術における近年の課題の 1 つとして、アマゾン地域で発電した電力を南部・南東部へ供給するための送電システムの環境負荷の最小化と、供給の信頼性の高いシステムの構築があり、直流・交流の超高压送電システム(1,200kV の交流送電、800kV の直流送電)を実際の現場環境で理論的、実験的に検証するための研究施設を建設し、研究に取り組んでいる。実証事業の資金源は、世界銀行、MME、科学技術革新省(MCTI)、研究プロジェクト融資機関（FINEP）である。

b) 組織

Eletrobras の組織形態は、ポルトガル語で「Economia Mista」（政府と民間が株式所有する混合資本の株式会社）と呼ばれる準公的株式会社である。図 2.5 に示すとおり、各企業を統括する本社のもと、発送電会社が 6 社、配電会社が 7 社、電力研究所（CEPEL：Centro de Pesquisas de Energia Elétrica）、持株会社（Eletropar）から成る。2015 年 1 月に Eletrobras 傘下に入ったばかりのゴイアス州配電会社（CELG-D：Companhia Energética de Goiás Distribuição）を除き、各会社は Eletrobras 企業グループを構成しており、総称して「Eletrobras “holding”」と呼ばれている。

下図に示すとおり、Eletrobras はイタイプ二国間会社（Itaipu Binacional）の 50% の株を所有し、また、特別目的企業（SPE：Special Purpose Enterprise）154 社にジョイントベンチャーとして参加し、電力事業の開発、実施、運営も行っている。ブ国以外では、ニカラグア、アルゼンチン、メキシコの SPE に 3 社にも資本参加している。その他、Mangue Seco 風力発電、Belo Monte 水力発電、その他、国内の発電、送電、配電会社にも資本参加している。

2014 年時点で Eletrobras 企業全体の職員数は 22,215 名(CELG-D 社を除く)、うち、1,027 名が統括本社の職員数である。

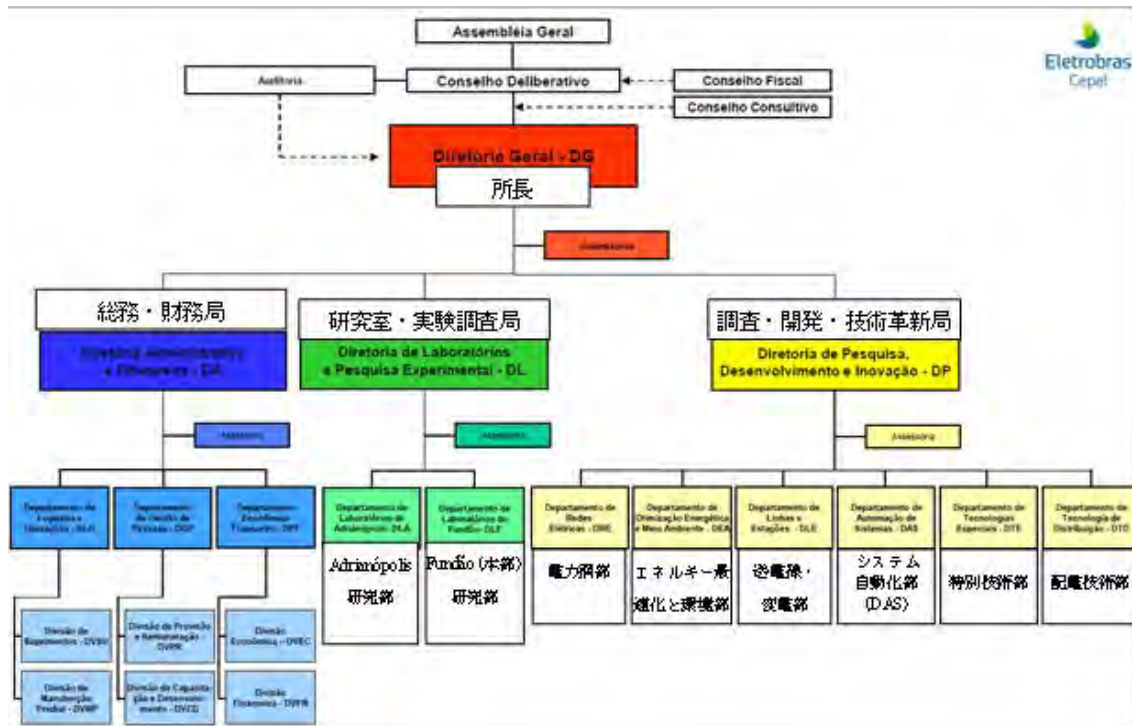


(出典：Management Report 2014 により調査団作成)

図 2.5 Eletrobras 組織図

CEPEL は、1974 年に設立された、Eletrobras の研究開発および技術試験・実証を担っており、Eletrobras 企業グループ全体の技術政策、ガイドライン、戦略や活動計画において、技術政策委員会の事務局の役割を果たしている。また、CEPEL は、Eletrobras グループ企業のみならず、EPE、ONS、CCEE、ANEEL、電力事業者、メーカーの技術研究、試験、実証事業にも貢献している。さらには、EPE が作成す

る、国家エネルギー計画やエネルギー10 年計画のベースとなるデータ分析やシミュレーション等の業務も担っている。CEPEL の組織図は、図 2.6 のとおりである。センター所長（Diretor General）のもと、3 つの局がある。超電導技術の研究に関しては、特別技術部の超電導研究グループが行っている。CEPEL 全体の職員数は、2014 年時点で 344 名である。前述の超高压研究施設は、下図のリオデジャネイロ州 Nova Iguacu 市にある Adrianopolis 研究部にある。



(出典：CEPEL ホームページ <http://www.cepel.br/data/pages/21CF88904E9C098B014EC0B2ABD07CD6.htm> (2015 年 9 月現在))

図 2.6 Electrobras CEPEL の組織図 (2015 年 9 月時点)

c) 財務

Eletrobras 全体の過去 5 年間の財務状況を見ると (表 2.3)、Eletrobras の営業利益は、2011 年から 2013 年にかけて減少傾向にあり、2011 年 29,211 百万レアルから 2013 年 23,835 百万レアルまで減少したが、2014 年には 30,245 百万レアルと 26% 増加し、2011 年の水準を上回った。年によって若干の変動はあるものの、Eletrobras の営業利益のおよそ 60~65% を電力販売収入が占めており、営業利益の増減は電力販売収入の増減による。税引き後純損益では、2011 年には黒字を計上しているが、2012 年に規制の変更による減損会計の影響で 6,879 百万レアルの赤字を計上し、その後も純損失が続いており、2015 年の赤字額は 14,442 百万レアルとなっている。EBITDA も、2012 年以降、大幅な赤字を計上していたが、2012 年 7,412 百万レアルから 2014 年 180 百万レアルに赤字額は縮小している。これは電力販売収入の回復の一方で、人件費等のコストの縮小や設備投資の拡大による効果とみら

れる。

表 2.3 Eletrobras の財務データ（連結）（単位：百万リアル）

年	2011	2012	2013	2014
営業利益	29,211	28,014	23,835	30,245
電力販売収入	18,427	18,381	14,237	19,310
税引後当期純利益	3,733	▲6,879	▲6,187	▲3,031
EBITDA*	6,028	▲7,412	▲3,689	▲180
株主資本	77,202	67,280	61,577	56,848
(参考)				
発電容量(MW)	41,621	42,333	42,987	44,156
送電線総延長(230kv 以上)	54,146	55,118	57,290	60,502
電力販売量 (GWh)	267,834	269,027	186,092	175,706

(出典：Eletrobras, “Management Report and Financial Statements”2012、2013、2014 年版より作成)

(注) *EBITDA は、利払い前、税引き前、減価償却前利益。営業利益に減価償却費を戻し入れて得られるキャッシュ利益を指す。

d) 資本構成

Eletrobras は、BM&FBOVESPA（サンパウロ証券・先物商品取引所）、ニューヨーク株式取引所（ADR）、マドリード株式取引所に上場している。同社最大の株主は、ブラジル連邦政府であり、2014 年 12 月末時点で普通株式の 51%を保有している。BNDES 等政府系金融機関など政府系機関の持ち分も合わせると、優先株式も合わせた株主資本全体の 65%が政府保有分となっており、残り 35%が一般投資家により株式市場で取引されている。

表 2.4 Eletrobras の資本構成および株主構成

	発行済み総株式数	普通株	優先株 A	優先株 B
支配株主	880,006,367 (65.06%)	834,301,050 (76.75%)	0 (0%)	45,705,317 (17.22%)
ブラジル連邦政府	554,397,196 (40.99%)	554,395,652 (51%)	-	1,544 (0.00%)
一般株主	472,627,733 (34.94%)	252,749,247 (23.25%)	146,920 (100%)	219,731,566 (82.78%)
合計	1,352,634,100 (100%)	1,087,050,297 (100%)	146,920 (100%)	265,436,883 (100%)

(出典：Eletrobras, “Management Report and Financial Statements”2012、2013、2014 年版より作成)

2.2.2 送電事業の投資計画

1) 全国送電事業投資計画

送電網投資計画は、30 年間の国家エネルギー計画（PNE:Plano Nacional de Energia、現行の PNE は 25 年計画）、エネルギー開発 10 年計画（PDE : Plano Decenal de Expansão de Energia）、5 年の中期の送電網拡張の入札準備調査（Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão）送電網拡張プログラム(PET: Programa de Expansão de Transmissão、以下「送電網拡張プログラム」と記す)、また、全国連系システム拡張・増強計画(PAR: Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN)で示されている。30 年間の

国家エネルギー計画では、エネルギー開発 10 年計画の中で送電設備の投資については、全国連系システム (SIN) の基幹送電網 (Rede Básica) と呼ばれる 230kV 以上の送電網の拡張計画、送電網拡張プログラムの 5 年計画は、今後、送電事業者とコンセッション契約が予定されている事業の入札準備のために作成されている。

30 年計画、10 年計画、5 年計画は、EPE が詳細分析と計画策定を行い、MME に諮って最終的にまとめられている。10 年計画と 5 年計画は毎年見直されているローリングプランである。全国連系システム拡張・増強 3 年計画は、ONS が作成し、EPE やその他関係機関とのスタディや計画等と整合性をとって鉱山エネルギー省により最終的にとりまとめられ、ANEEL へ提出され、ANEEL が入札準備・実施して事業者が決定する。この 3 カ年計画も毎年見直しされているローリングプランである。

表 2.5 に示すように、MME が 2007 年 11 月に公表した「国家エネルギー計画 2030」では、2005～2030 年までの 25 年間の電力分野への総投資額は 2,860 億ドル (約 7,865 億レアル)、年平均約 114 億ドル (約 314 億レアル) の計画が示されていた。このうち、送電部門については、総投資額 680 億ドル (約 1,870 億レアル)、年平均 27 億ドル (約 74 億レアル) を配分すると計画された。なお、下表に示す 30 年計画について 8 年前の 2007 年に計画されたもので、2014 年に電力需要の見直しが行われており、新たに 2050 年までの長期計画を策定中である。

現行のエネルギー開発 10 カ年計画 2023 では、2013 年時点の送電線延長 112,600km、変圧器容量 288,946MVA から、2023 年には 182,477km (+69,877km、62%増)、変圧器容量 451,904MVA (+162,958MVA、56%増) と計画されている。送電線の総投資額は 490.79 億レアル、変電所投資総額は 282.4 億レアル、合計 773.19 億レアルとなっている。電圧別の投資額をみると 500kV 送電線建設に係る投資額が最も多く、送電線投資額の 64.8%、変電所投資額の 45.6% を占めている。その次に投資額が多いものは、パラ州の Belomonte 水力発電所から南東部への 800kV の直流送電線のコストで、送電線投資額の 14.9%、変電所投資額の 24.0% を占めている。

以上の長期計画をもとに、2014 年下半期に見直された現在の送電網拡張プログラム (PET) 2014-2019 (当初 5 年計画だったが近年は 6 年計画) では、全国の送電網の拡張計画として、同期間に合計 13,719km、金額では 120.86 百万レアル (約 5,076 億円) が示されている。今後 6 年間の送電網投資金額の地域別割合は図 2.7 のとおり、南東部および中西部 34%、北部 28%、南東部 26%、北東部 12% となっている。

現在の 3 年の全国連系システム拡張・増強計画 (PAR 2015-2017、2014 年 10 月発表) によると、今後 3 年間で新規送電線建設や変電所建設事業については 147、既存の送電網の増強については 163 事業の入札が予定されている。これらの今後入札予定の送電線の拡張は、10,205km、変圧器の増強は 56,371MVA となっており、総投資額は 138 億レアルと見込まれている。

表 2.5 ブ国の送電設備投資計画（2015年9月調査時点）

計画名	作成機関	対象期間	送電事業計画	投資金額 (単位：億レアル)	公表年月
国家エネルギー計画 2030 (PNE: Plano Nacional de Energia 2030)	MME EPE	2005年～ 2030年	*2006～2015年のエネルギー10カ年計画の投資額をベースとして投資額を推定。	680億 US ドル (約 1,870億レアル)*	2007年 11月
エネルギー開発10年計画 2023年 (PDE : Plano Decenal de Expansão de Energia 2023)	MME EPE	2013年～ 2023年	送電網拡張 69,877km 変圧器増強 162,958MVA 合計	490.79 282.40 773.19	2014年 12月
送電網拡張プログラム 2014-2019 (PET: Programa de Expansão de Transmissão 2014-2019)	MME EPE	2014年～ 2019年	送電網拡張 13,719km 変電所新設・増強 54カ所 合計	120.86 43.27 164.13	2014年 8月
全国連系システム拡張・増強計画 2015-2017 (PAR: Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN)	ONS	2015年～ 2017年	送電網拡張 10,205km 変圧器増強 56,371MVA	138	2014年 10月
電力セクター投資プログラム 2015-2018 (PIEE : Programa de Investimento em Energia Elétrica)	MME EPE	2015年～ 2018年	送電網投資 37,600km	390 (2018年末までの 計画数字)	2015年 8月

(出典：表中の各計画書より作成)

(注) *交換レートは、1USドル=2.75レアル（2013～2015年平均レート、JICA）



(出典：MME and EPE, “Programa de Expansão de Transmissão 2014-2019”)

図 2.7 地域別送電網拡張投資額の割合 (2014-2019)

こうした中、2015年8月にブ国政府は、新たに「電力セクター投資プログラム (PIEE : Programa de Investimento em Energia Elétrica) 2015-2018」を発表し、この間、発電、送電事業の投資を優先して集中的に取り組み、総額 1,860 億レアルを投資するとしている。同プログラム内の送電線事業については、2018年までに 37,600km の送電線の入札準備調査を終了（うち、2016年までに入札準備調査の終了は 23,800km 分）という目標を掲げている。投資金額は 2018年までに 390 億レアル、2018年以降には 310 億レアルと計画されている。

2) Eletrobras の送電事業投資実績と計画

Eletrobras は、2014 年末時点、全国の基幹送電網(230kV 以上)の 48%を所有し、運用している。Eletrobras 全体の 2010 年以降昨年までの設備投資実績の動向は、表 2.6 に示すとおり、年々増加傾向にあった。2010 年の 6,954 百万リアルから 2011 年には 9,803 百万リアルへと 41%増加し、2014 年には、11,402 百万リアルとなっている。送電部門の設備投資額は年によって増減しているが、2013 年から 2014 年にかけて 3,446 百万リアルから 4,026 百万リアルへ 17%伸びていた。その内訳をみると、この期間は SPE への投資が 745 百万リアルから 1,437 百万リアルへと約 2 倍となっていた。

SPE への投資を除いた自社設備拡大・維持管理の送電設備投資の動向をみると、2011 年は 48%と前年の 24%から大幅に増えており、その内容は自社設備拡大の投資額の増加であった。その後、2012 年～2014 年の送電投資額の割合は全体の 30%台となっている。

表 2.6 Eletrobras の投資実績

投資項目	単位:百万リアル				
	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
発電	3,638	5,128	5,263	6,435	6,278
自社設備拡大	2,448	2,588	1,771	2,767	2,183
SPEs	822	3,701	3,241	2,980	2,109
維持管理	368	431	512	427	394
送電	2,105	3,432	2,985	3,446	4,026
自社設備拡大	1,076	2,320	1,639	2,229	2,111
SPEs	853	918	945	745	1,437
維持管理	177	194	401	472	478
配電	821	781	1,056	928	728
自社設備拡大	673	597	837	723	577
維持管理	149	184	219	205	151
その他(研究、インフラ等)	390	462	546	402	370
合計	6,954	9,803	9,850	11,211	11,402
SPEs投資以外の合計	5,279	5,184	5,664	7,486	7,856
うち送電線設備の割合(%)	24%	48%	36%	36%	33%

注：SPEs=Special Purpose Enterprises

(出典：Eletrobras, “Management Report and Financial Statements” 2013 および 2014 年版より作成)

Eletrobras システム戦略計画 2015-2030 年の長期計画によると、2030 年においてブラジル全国送電網 209,000km の 40%に相当する 83,000km が Eletrobras で管轄すると計画されている。2015 年～2030 年にかけて拡張される 23,000km のうち、Eletrobras が SPE を通じて事業に参加する計画となっているのは、21,000km である。この長期計画をもとに、Eletrobras は 5 カ年の事業マネジメント計画 (PDNG:Plano Diretor de Negócio e Gestão da Eletrobras) を作成している。

2019 年までに Eletrobras では全国連系システム (SIN) に接続予定の 13,500km の送電線を Eletrobras 自体あるいは SPE を通じて事業を行うとしている。そのうち、8,000km が Eletrobras の管轄となり、その内訳をみると、5,000km については SPE を通じた事業への参画で全体の 63%を占めており、残りの 2,790km について Eletrobras 直轄で事業運営を行うと計画されている。

PDNG 2015-2019 (2015 年 7 月承認) では、5 年間で 503 億リアルの投資金額が計画

されているが、これは、2015年8月に発表された2015～2018年の電力セクター投資プログラムの総額1,860億レアルの27%に相当する金額となっている。全投資金額のうち、69%に相当する348億レアルが発電・送電設備の拡大にあてられ、既存の発電・送電設備の近代化および維持管理の投資については、9.7億レアルが計画されている。

一方、Eletrobrasが毎年発表している5カ年投資額の近年の動向をみると、PDNG 2013-2017、PDNG2014-2018、PDNG 2015-2018と投資額が減少していた。最新のPDNG 2015-2018の総投資金額は、PDNG 2014-2018の総投資金額から17.1%減額している。これは、2014年、2015年と年度投資計画予算削減があったからである。2014年は、当初の投資計画は、14,688百万レアルであったが、実績は11,402百万レアルとなっており、計画に対する実績は78%（22%減少）となっていた。2015年7月には、2015年度分の予算についても当初予算計画から削減されると発表された。Eletrobrasによると、その背景には、現在進行しているEletrobrasの組織のリストラクチャリングの過程で各グループ内企業の最適化を図り、収益に対する費用の適切性の確保に努めていることが背景にあり、2015年は特にその傾向は強化するとしている。

2.2.3 外国資本の動向

ブラジルでは1983年の債務危機を契機に、1990年代から財政および経済改革が本格化し、その中で国内電気事業の改革も公営企業の民営化の一環として進められた。それまでの電気事業は国営のEletrobrasと州営の電力公社を中心とした供給体制であったが、電力市場の自由化を目指して、1996年から電気事業の再編が開始され、外国資本の参入が認められるとともに、発電、送電、配電の分割民営化が実施され、1997～2000年に国有および州営電力公社の売却がピークを迎えた。

また最近では、現政権のテメル大統領が2016年9月に投資パートナープログラム（Programa de Parcerias de Investimentos“PPI”）およびPPIの対象となる34の事業を公表した。対象事業の中には、アマゾナス州等における配電事業、ミナスジェライス州等における水力発電所建設なども含まれている。PPIは、ブラジル国内のインフラ整備事業を公的団体と民間事業者との連携（官民パートナーシップ）により実施するもので、これには、外資参入に対する制限も設けられていない。

以上を背景に、ブラジルの電力市場には、特に中国が急激に進出する動きがある。中国にとって、ブラジルは南米最大の貿易相手国である。2016年9月に中国で開催されたG20首脳会議に合わせて、テメル大統領は中国との2国間協議で前述のPFIを説明し、政権交代による対中経済関係に変化がないことを強調している。

ブラジル経済については、実質GDPのマイナス成長、不安定な政治、通貨レアルの下落、国債の格下げなど、不振な状況が続いているにもかかわらず、中国資本であるState Gridによる電力市場への進出は際立っている。同社は、2010年にリオデジャネイロにState Grid ブラジルを設立するとともに、989百万米ドルでブラジル国内7つの送電会社を買収した。その後、State Grid ブラジル（51%）、Eletronorte（24.5%）、Furnas（24.5%）のコンソーシアムから成るIE Belo Monteが、2014年にベロモンテ水力発電所の送電コンセッション（総延長2,084km、総事業費50億レアル）を、2015年にはベ

ロモンテ水力発電所の第二送電コンセッション（総延長 2,250km、総事業費 100 億レアル）をそれぞれ落札した。

2016 年 4 月に行われた 20 州にまたがる合計 24 件（総延長 6,500km）の送電コンセッションの入札では、10 社が計 14 件のコンセッションを獲得したが、State Grid は、マツグロソ州の 2 件を約 4 億レアルで落札した。ANEEL は、この時応札の無かった残りの 10 件についても引き続き入札を計画しており、今後の動向が注目される。また、State Grid は、2017 年に売却が予定されている Eletrobras 傘下の配電会社 Celg-D（資産総額約 14 億レアル）の買収にも関心を示していたが、2016 年 11 月に行われた Celg-D の入札では、イタリアの Enel 社が約 22 億レアルで落札した。このほかに Eletrobras が所有する残りの 5 配電会社（Amazonas Distribuidora de Energia, Boa Vista Energia, Companhia de Eletricidade do Acre, Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí and Centrais Elétricas de Rondônia）の競売も計画されており、今後の動向が注目されている。また最近では、State Grid は、2017 年 1 月に、カンピーナスに本社を置く配電会社 CPFL 社の株を取得し、同社の実質の支配権を獲得した。今後、CPFL 社の全株式と債務を引き受ける予定でこれに要する投資額は約 100 億米ドルと発表されている。このように State Grid のブラジル電力市場への投資の勢いは止まらず、現在、State Grid は、ブラジル全土で約 6,000km の送電線に対する 30 年間のコンセッションを保有しており、ブラジル第 5 位の送電会社となっている。

中国以外に欧米からの投資としては、スペイン最大のエネルギー会社であり、多国籍企業として各国で電力事業を展開している Iberdrola 社が、2011 年にブラジルの Elektro 社を買収しブラジルの電力市場に進出した。その後、ブラジルの Neoenergia 社の 39%の株を取得し、最近では、2016 年に南米最大の Calamgas 風力発電設備を運開させるなど、これまでに、水力、風力発電設備への投資を積極的に行っている。

また、米国に拠点を置き世界 17 ヶ国で電力事業を行っている AES 社は、2000 年にブラジル最大の配電会社であるサンパウロの Eletropaulo を買収した。その後、AES 社は、配電会社の AES Sul、発電会社の AES Tiete、AES Uruguaiana を所有していたが、2016 年になって AES Sul をブラジル国内の電力会社 CPFL に売却することを決定するなど、最近になって、同社の所有するブラジル事業会社売却の動きが見られる。フランス最大の電力会社 EDF 社は、一時期、米国 AES 社と共にリオデジャネイロの配電会社 Light 社の株を保有し、筆頭株主であったが、2006 年に全ての株をブラジル国内の RME-Rio 社に売却している。現在、EDF 社はリオデジャネイロに EDF-NF 社を設立し、事業を発電に集中し、Light 社への売電を行っている。

第3章 超電導送配電技術の現状

3.1 各国における超電導送配電技術の開発状況

1) 日本における超電導送電技術の開発状況

経済産業省では、重点的に取り組むべきエネルギー革新技術の一つとして、超電導高効率送電をあげており、これまで政府関係機関による支援等のもと、数多くの超電導に係る要素技術開発や、交流および直流超電導送電の実証試験などに取り組み、超電導送電に係る研究実績を重ねてきている。以下、a)～c)に、要素技術開発および実証試験の代表的なプロジェクトを記載する。また、表 3.1 に、これらを含めた日本における超電導電力ケーブルの開発動向を示す。

a) 超電導に係る要素技術開発

- ・ イットリウム系超電導電力機器技術開発プロジェクト（平成 20～24 年度）
- ・ 公益財団法人国際超電導産業技術研究センター(ISTEC)、電力会社、線材メーカー、重電メーカー等、11 機関、23 大学および国立研究所が共同研究体を構成し、イットリウム系線材を活用した超電導電力ケーブルを始めとする電力機器の導入・普及を目指した基盤要素技術開発を実施

b) 交流超電導送電実証

- ・ 高温超電導ケーブル実証プロジェクト（平成 19 年度～25 年度 NEDO）
於：東京電力(株) 旭変電所、交流 66kV、200MVA 級、約 240m の超電導ケーブルを用いて実証（実系統に連系）

c) 直流超電導送電実証

- ・ 高温超電導直流送電システムの実証試験（平成 25 年度～27 年度 経済産業省）
於：北海道石狩湾新港地域、50MW 程度、500m 程度の直流超電導ケーブルを用いて実証（太陽光発電による直流電力をデータセンターに送電）

表 3.1 日本における超電導電力ケーブルの開発動向

国	プロジェクト名	設置場所	電圧	電流	長さ	期間	主たる参加企業
日本	Super-ACE	電中研	77 kV	1,000 A	500 m	2004～2005	古河電工、中電
日本	交流超電導送電実証(b)	旭変電所	66 kV	3,000 A	240 m	2007～2013	住友、前川、東電
日本	イットリウム系プロジェクト(a)	熊取	66 kV	5,000 A	15 m	2008～2012	住友電工
日本	イットリウム系プロジェクト(a)	瀋陽(中国)	275 kV	3,000 A	30 m	2008～2012	古河電工
日本	直流超電導送電実証(c)	石狩新港	DC20 kV DC20 kA	5,000 A 2,500 A	500 m 1,000 m	2013～	中部大、住友、千代田化工、さくらインターネット
日本	鉄道総研	国立研究所	DC1.5 kV	1,000 A	300 m	2014～	鉄道総研

(出典：調査団作成)

2) 中国における超電導送配電技術の開発状況

中国の電力消費は、北京市と上海市のような大都市では年率 2 桁の割合で増加を続けている。中国の発電容量も年率 8 %の割合で増加を続ける一方、その送電及び配電システムの容量増加は十分においについておらず、多数の停電など多くの問題がある。そのため、システムの増強を目指して 2000 年代に世界と同レベルの超電導ケーブルの開発が始められた。表 3.2 に、中国における超電導ケーブル開発を示す。

中国における超電導ケーブルの開発は、InnoPower 社などが 2004 年に 3 相、35kV、2kA、33.5m の高温超電導ケーブルを開発し、雲南省昆明の普吉発電所で発電の送電回路を送電ネットワークに接続する“並網運行”を実施しており、このケーブルは現在世界最長の運行時間を誇っている。また、この年、中国科学院 (IEE.CAS) などの機関は 3 相、10.5kV、1.5kA、75m の高温超電導ケーブルの開発に成功し、Changtong cable 本社の試験場に布設して、運転試験を行った。電工研究所は、これまで開発を進めてきた超電導機器を甘粛省白銀市に集め、10.5kV 級 超電導変電所を開設し、2011 年 2 月から実系統と係し、白銀市国家ハイテク開発団地内の企業への給電を始めた。また、中国科学技院は、国家ハイテク研究開発プログラム (863 計画) の一環として、変電所からアルミニウム電解工場のブスバーに係させる送電線として長さ 350m、DC 1.3kV、10kA、の超電導ケーブル開発を行い、布設して電力供給を 2011 年から行っている。

2000 年から 2010 年までは、中国においても超電導ケーブルの開発が活発に進められてきたが、2010 以降、大型の超電導ケーブルのプロジェクトや開発は行われていない。また、それ以前の開発も、国立研究所を中心とした研究レベル (100m 規模) であり、実用化を目指した事業規模のポテンシャルがないのが現状である。State Grid でも、その研究所である北京電力科学研究所で 110 kV、1000m のプロジェクトの計画もあったが、2013 年からほとんど進捗がないことから、Stage Grid 自身超電導ケーブルに関心がないものと予想される。

ただし、2011 年に、富通集団グループは、日本の昭和電線ホールディングスに出資して筆頭株主となった。この関係から、昭和電線は、富通集団有限公司から委託を受け、35kV 高温超電導ケーブルの開発をして、富通集団が天津市濱海新区濱海科技园で建設中の工場に超電導ケーブルを布設して実証試験を計画している。ケーブルは送電容量 70MW、ケーブル長は 100m で、製造が終了して 2016 年 より試験運用開始を目指して、会社ごと技術を入手するという手法は懸念されるどころではある。

以上より、概して中国国内には、日本、ドイツ、韓国に匹敵する超電導ケーブル技術を有する企業がないことから、ブ国における超電導ケーブルのニーズに対して、脅威はないものと考えられる。

表 3.2 中国における超電導電力ケーブルの開発動向

国	プロジェクト名	設置場所	電圧	電流	長さ	期間	主たる参加企業
中国	雲南プロジェクト	雲南地区	35 kV	2,000 A	33.5 m	2003～2005	Innower. 雲南電力
中国	蘭州プロジェクト	蘭州地区	105 kV	1,500 A	75 m	2003～2005	中国科学院, Changtong Cable
中国	IEEプロジェクト	Gongyi	DC1.3 kV	10 kA	350 m	2011～2013	中国科学院, Zhongfu
中国	富通集団	天津市	35 kV	1200 A	100 m	2015～	昭和電線, 富通集団

(出典：調査団作成)

3) 他国における超電導技術の開発状況の比較

中国、日本以外の海外での主な実証プロジェクトを表 3.3 と表 3.4 に示す。表 3.3 は実際に電力ネットワークに使われたもので、表 3.4 は電力ネットワークには接続されずに超電導ケーブルとしての実証を行ったものである。

日本、米国、欧州（EU）、ロシア、中国、韓国で実証が行われているが、日本は全て独自技術で開発を行っているが、米国、ロシア、中国はケーブル供給を他国企業に依存し、欧州と韓国は超電導線材供給を米国や日本に依存している。

表 3.3 電力ネットワークでの実証プロジェクト

国	プロジェクト名	設置場所	電圧	電流	長さ	運開年	主たる参加企業
米国	National Grid	Albany	34.5 kV	1,000 A	350 m	2006	SEI, BOC, Superpower
米国	AEP	Columbus	13.2 kV	3,000 A	200 m	2006	Southwire
米国	LIPA	Long island	138 kV	2,400 A	600 m	2008	Nexans, AMSC
EU	Denmark	Copenhagen	30 kV		30 m	2001	nkt
EU	Ampa City	Essen	10 kV	2,300 A	1000 m	2014	Nexans
Korea	Genie	Ichon	22.9 kV	1,260 A	500 m	2011	KEPCO, LG cable

(出典：調査団作成)

表 3.4 超電導ケーブル単独での実証プロジェクト

国	プロジェクト名	電圧	電流	長さ	試験期間	主たる参加企業
米国	Carrolton	12.4 kV	2,000 A	30 m	2000-20066	Southwire
EU	Essen	10 kV	1,000 A	30 m	2008	Nexans
EU	Essen	24 kV	2,400 A	600 m	2010	Nexans
Russia	Moscow	20 kV	3,000 A	200 m	2010	VNIIEP
Korea	KEPCO	22 kV	2,300 A	1000 m	2014	LG cable
Korea	KEPRI	154 kV	3,800 A	100 m	2011	LG cable

(出典：調査団作成)

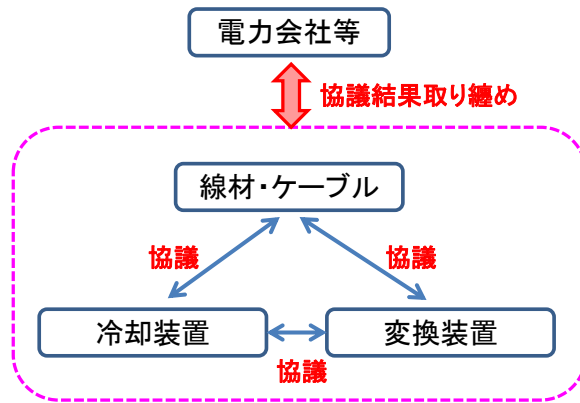
超電導送電を実現するには超電導ケーブル、超電導ケーブルで使用する超電導線材、超電導ケーブルを冷却するための冷却装置が必要であり、直流超電導送電ではさらに交流を直流に変換するための変換装置が必要となる。表 3.3 はこれらの材料や装置に関する開発状況をメーカーや技術、製造と言った観点から各国の比較を行ったものである。対象として日本、欧州 (EU)、米国と韓国を選んだ。評価については、パイロット・プラントの実施に対して、現時点で技術的に対応可能な技術を有する (○)、数年後に対応可能なレベルにある (△)、対応する技術を有するメーカーが無い (×) とした。日本は超電導線材、超電導ケーブル、冷却装置、変換器全てに関するメーカーを有しており、海外に対しても供給を行っている。

4) 超電導技術の開発体制の比較

日本の開発体制を図 3.1 に示す。電力会社を中心に線材・ケーブルメーカー、冷却装置メーカーと変換装置を担当する重電メーカーがチームを組んで開発を行う。電力各社は個別に開発を行うのではなく、公益財団法人国際超電導産業技術研究センター (ISTEC) を中心に電力会社が分担して開発を進めてきた。例えば超電導ケーブルは東京電力、SMES は中部電力、超電導変圧器は九州電力が担当し、他の電力会社はこれらの開発をサポートしてきた。

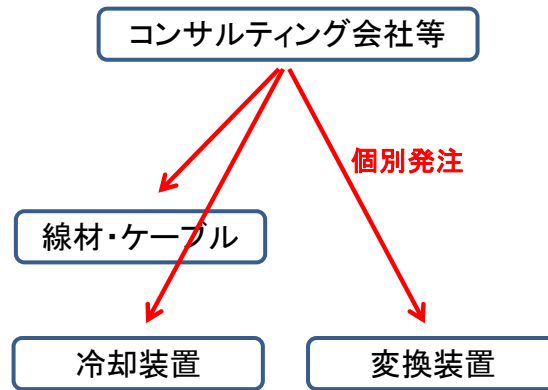
電力会社を中心としたチームを組むことにより、線材・ケーブル、変換器、冷却装置は個別の最適化ではなく、全体最適を図ることができる。超電導ケーブルで言えば超電導ケーブルの高性能化を図るだけでなく、超電導ケーブルの低損失化を図ることで冷却装置の小型化が可能となる。超電導線材は低温にするほど性能は向上するが、冷却装置の効率も低温にするほど下がってくる。従って、全体最適の観点が重要となるが、この点に適した開発体制となっている。この点が他国にない日本の開発体制の強みと言える。

一方、競合が想定される他の国 (欧州・米国・韓国) では、一国で超電導送電に係る要素技術メーカーを全て持っているという状況にはなく、また、超電導関連機器の開発に関しては、各メーカーを中心に開発が進められていることから、全体最適の観点が不足していると言える。(図 3.2)



(出典：調査団作成)

図 3.1 日本の開発体制



(出典：調査団作成)

図 3.2 他国の開発体制

表 3.5 超電導技術に関する日本と海外の比較

要素技術	要求事項	項目	日本	欧州	米国	韓国
超電導線材	2,000km級の直流超電導送電を実現するためには、以下の線材が必要。 ・ Ic 200 A@77K ・ 線材量 200,000 ~ 400,000 km	メーカ	①住友電工 ②古河電工/SuperPower ③フジクラ	①Brukar(独) ②TEVA(独) ③SuperOx(露)	①AMSC (②Super Power : 古河電工の子会社)	①SuNAM
		技術	住友は Bi 線、古河 (Super Power)、フジクラは Y 系線。200A 級の線材が提供可能。	Y 系線材メーカ。量産クラスで 200A 級の線材はできていない。	AMSC の Y 系線は、100A 級。	実験室レベルでは 200A 級。
		製造	住友、古河は年産 1,000km が可能で、今後投資により生産量増大で対応可能。	実験室レベルでの製造で、年間 100 km 未満。	AMSC は 1,000km 級の量産可能。ただし、ベンチャー企業であり、大型投資の資本力は無いと考える。	安定的な量産化に成功したとの報告はなく、年間 100km クラスと考えられる。
		評価	○	△	○	○
超電導ケーブル	長距離直流超電導ケーブルの実現のためには、以下の実績等が必要。 ・ 電圧 超高压 (187kV 級以上) ・ 電流 5 kA ・ 2,000km 級では、現地生産の選択肢も必要。	メーカ	①古河電工 ②住友電工 ③フジクラ	①NEXANS(独)	① Southwire	①LS cable
		技術	超高压ケーブルの実績あり、古河で AC275kV。電流値では、住友で 5kA の実績があり、10kA 級の開発も実施。住友で、10kV 直流ケーブルの開発実績あり。	AC138 kV の電圧までの実績を持つが、系統用途の 230kV の超高压の技術はない。直流ケーブルを開発中である。	(実質開発中止)	AC30 kV の実績あり。150 kV を開発中。電流的には数 kA までで、大電流には対応していない。直流ケーブルは 80 kV 500 m の実績あり。
		製造	古河電工は、ブ国に製造拠点を有しており、市場が形成されれば、現地生産が可能である。	NEXANS は、現地生産できる体制を有していない。	(実質開発中止)	LS cable は、現地生産できる体制を有していない。
		評価	○	△	×	△
冷却装置	高効率なターボブレイトン冷凍機が必要。 ・ 冷凍能力 20 kW ・ 液体窒素循環装置 ・ メンテナンスフリー	メーカ	① 前川製作所 ②大陽日酸	①Air Liquide(仏)	(なし)	(なし)
		技術	日本メーカはターボ・ブレイトン冷凍機を開発、商品化しており、長期運転実績を有している。現状 2kW~5kW が商品化しているが、10 kW の開発は視野にあり、20 kW も可能。	Air Liquide は、ターボ・ブレイトン冷凍機に関して、机上レベルの検討を行っているのみであり、開発、商品化の実績はない。	/	/
		製造	日本メーカはターボ・ブレイトン冷凍機を民間産業向けに商品化しており、納入実績を多数有する。また、ターボ・コンプレッサやターボ・エキスパンダを自社生産しており、冷凍機の高効率化を行える。前川製作所はブ国に製造拠点を有しており、現地生産が可能である。	Air Liquide はターボ・コンプレッサやターボ・エキスパンダの生産を外部に依存している。Air Liquide は現地生産できる体制を有していない。		
		評価	○	△	×	×
変換装置	超電導ケーブルに特化した変換器が必要。 ・ 電圧 ±400kV ・ 電流 5,000 A	メーカ	① 日立製作所 ②東芝 ③三菱電機	①ABB(スイス) ②Siemens(独) ③ALSTOM(仏)	(なし)	(なし)
		技術	変換装置に関する技術力は日本メーカと海外メーカでほぼ同等である。しかしながら、直流超電導送電のための変換装置の検討においては、電力会社やケーブル、冷却装置メーカ等と共同で仕様等の検討を行う必要がある。このような検討は日本のみで実施可能である。	これらのメーカは指定された仕様に基づき設計製作を行うものであり、直流超電導送電の変換装置仕様の策定は、別途コンサルティング会社等により実施される。	/	/
		製造	各メーカともブ国に製造拠点を有していない。	各メーカともブ国に製造拠点を有していない。		
		評価	○	△	×	×
実証実績			・ 交流超電導：東京電力(株) 旭変電所、66kV、200MVA 級、約 240m ・ 直流超電導：北海道石狩湾新港地域、50MW 程度、500m 程度	AmpaCity で 交流 10kV 40MVA 1000m の実績あり。		交流は、韓国電力と 23kV 50MVA 410m 直流は JeJu 島で、80kV 500m の実績あり。

(出典：調査団作成)

3.2 ブラジルにおける超電導送配電技術の開発状況

ブ国における超電導技術開発の状況は以下のとおりである。

- CEMIG(ミナスジェイラス電力 Companhia Energetica de Minas Gerais S.A.)、CTEEP(サンパウロ送電 Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista)、TBE(Transmissoras Brasileiras de Energia S.A.)、TAESA(Transmissora Alianca de Energia Eletrica S.A.)および UFRRJ(Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro)においては、超電導送電、超電導ケーブルの開発として、66kV、1,000A の長さ 10m の超電導ケーブルのフィールド試験実施を目的とした研究開発プロジェクトが実施されている。なお、このプロジェクトについては、ANEEL の研究開発プロジェクト^(*)として、実施されている。
- CEPEL においては、超電導(交流)技術の研究を、ドイツの Karlsruhe Institute of Technolog およびブ国の COPPE UFRJ(リオデジャネイロ連邦大学)との共同で行っている。短絡電流(事故電流)抑制対策として、超電導限流器(fault current limiter)の実験やケーブルの材質の違いによる抵抗の違い、系統に連系した際の様々なケースを想定してのシミュレーション等を行っている。また、超電導コイルの研究開発も行っている。
- COPEL においても、COPEL に関係する民間研究所である LACTEC (Institutos LACTEC) と共同で、超電導ケーブルを発電所内部の連系線に適用するための 10m 程度の試験を実施することを検討しており、ANEEL の研究開発プロジェクトとして認められるよう、事業計画を検討している。
- 超電導線、超電導機器について商業化、もしくは開発しているブ国内のメーカーは、現時点では認められない。

ブ国においては、超電導技術の開発を進めていく意図はあるものの、その開発は現状のところ、研究室レベルにとどまっていると言える。

(*) 2000年に公布されたLaw 9.991/2000に基づき、発電および送配電の事業者(太陽光、風力、バイオマスおよび小水力を除く)は、売上の1%を電力セクターの研究開発に投資する義務がある。ANEELでは、この資金を用いて電力会社等が実施する研究開発の承認・評価を行っている。この研究開発は、電力市場における課題の解決や革新を目的としている。

第4章 ブラジルにおける超電導導入に関する情報収集

4.1 ブラジルの中長期系統計画

4.1.1 電力需要の現状と将来予測

MME は、2014 年に今後 10 年間のエネルギー見通しを示した PDE 2023 (Plano Decenal de Expansão de Energia 2023) を発表している。PDE は MME により毎年改訂されており、2015 年 12 月に改定されている。

最新の情報において、ブ国の電力消費量は 2023 年に 2014 年の約 5 割増の 690TWh となると予想されており、その需要を満たすためには、今後、電源開発と系統の整備が必要とされている。

また、2014-2023 年の GDP 成長率を年平均 4.3% とし、人口は 2014 年の約 2 億人から年平均 0.7% で増加し、2023 年には約 2 億 2 千万人になると想定されている。また、エネルギー需要は 2016 年のリオデジャネイロ五輪による建設需要やサービス部門での需要の増加によって 2013-2023 年は年平均 4.1% で増加すると想定されている。

表 4.1 2014-2023 年の GDP・人口および電力消費量の見通し

	2014年	2018年	2023年	2014-2023年 増加率(%)
GDP (10億USD)	1,083	1,286	1,602	4.3
人口 (100万人)	204	210	217	0.7
1人当たりGDP (USD/人)	5,309	6,124	7,382	3.6
電力消費量 (TWh)	481	568	690	4.1
1人当たり電力消費量 (kWh)	2,358	2,705	3,180	3.4

(出典：PDE2023)

電力消費量の内訳は、表 4.2 に示す通りである。最も消費量が多い分野は産業分野となり、その割合は全体の約 4 割となる。また、各分野における増加率は、年平均 3.4-5.5% となり、中でも最も増加率の高い分野は商業分野で、2016 年のリオデジャネイロ五輪によりサービス部門が充実されることが一因と考えられる。

表 4.2 2014-2023 年の電力消費量の内訳

	電力消費量 (TWh)				
	民生	産業	商業	その他	合計
2014年	130	191	87	73	481
2018年	155	222	108	83	568
2023年	190	258	143	99	690
2014-2023年 増加率 (%)	4.3	3.4	5.5	3.4	4.0

(出典：PDE2023)

4.1.2 電源開発計画

新規電源開発として、2013-2018年に4,230万kW、2018-2023年に2,878万kW相当が増強される予定である。発電設備は依然として今後も水力発電が中心で、2013-2018年に2,049万kW、2018-2023年に1,037万kW相当が増強される計画であるが、水力発電の比率は68.9%（2013年）から59.7%（2023年）まで低下する見通し。一方で、再生可能エネルギーは既存出力に加えて2013-2018年に1,896万kW、2018-2023年には1,091万kW相当拡充させる計画で、その内訳においては、風力、バイオマス、太陽光の出力を特に大きく伸ばす計画であり、再生可能エネルギーの比率を13.9%（2013年）から24.1%（2023年）に増やすことで、電源の多様化を促進する計画である。

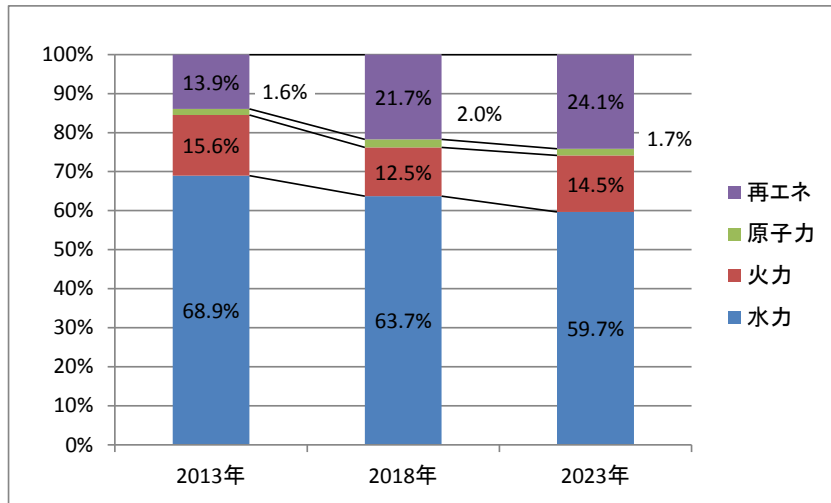
また、火力・原子力発電においては、既存出力に加えて2013-2018年に285万kW、2018-2023年には750万kW相当拡充される計画であり、その内訳は、2018年に原子力発電140万kWおよびガス火力発電185万kWが運用開始予定、2018-2023年の間にガス火力発電が更に750万kW増強される計画である。一方、2013-2018年に石油火力発電が40万kW相当が停止予定であり、全体に占める割合については、17.2%（2013年）から16.2%（2023年）と低下する計画となっている。

表 4.3 2013-2023年における新規電源開発計画

（単位：万kW）

電源	2013年	2018年	2023年
水力	8,603	10,652	11,689
水力	7,991	10,096	11,218
電力購入	612	558	472
再エネ	1,737	3,633	4,724
小水力	531	629	732
風力	219	1,744	2,244
バイオマス	987	1,160	1,398
太陽光	0	100	350
火力・原子力等	2,140	2,425	3,175
原子力	200	340	340
ガス火力	1,066	1,252	2,002
石炭火力	321	321	321
石油火力等	553	513	513
合計	12,480	16,710	19,588

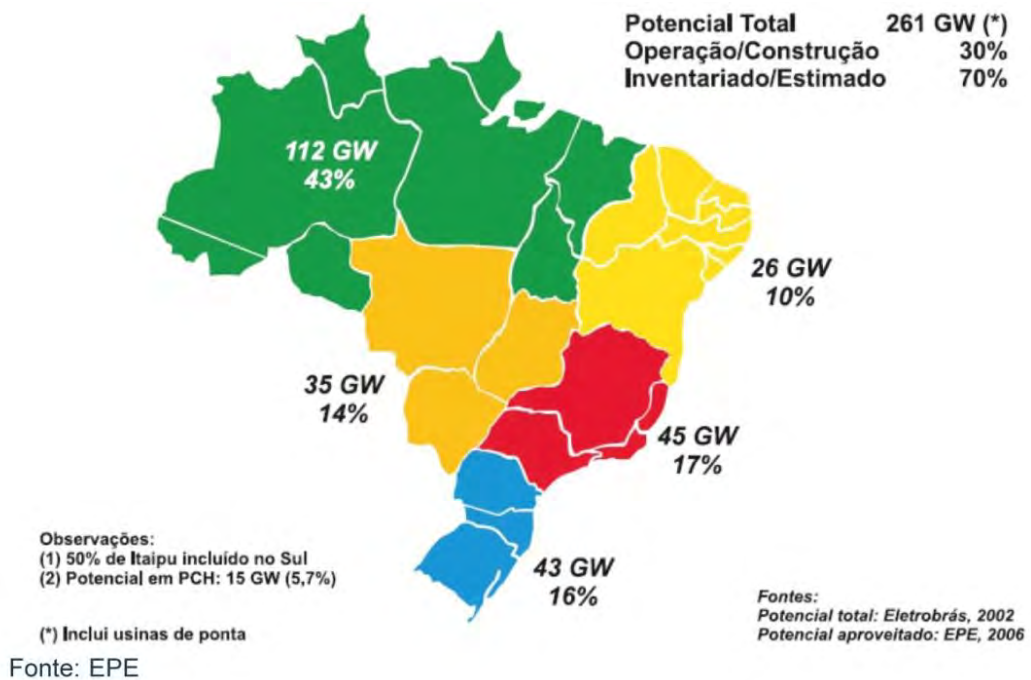
（出典：MME 資料および PDE2023 から調査団作成）



(出典：MME 資料および PDE2023 から調査団作成)

図 4.1 2013-2023 年の電源比率

ブ国における水力発電のポテンシャルは約 260GW と見込まれており、未開発の水力発電のポテンシャルは主として、アマゾン地域に存在している。



(出典：EPE)

図 4.2 水力発電ポテンシャルの分布

PDE2023 においては、合計約 15,000MW の水力発電の新規開発が計画されている。特に 2020 年および 2021 年においては約 12,000MW の水力発電の開発が予定されており、その主な開発地点は、ブ国北部の Tapajos 川であり、2020 年に 8,040MW、2021 年に 2,338MW の新規開発計画がある。従って、北部から最大需要地である南東部への送電電力量が更に増加することが見込まれ、送電線増強の必要性が高まるものと考えられる。

表 4.4 PDE2023 における水力発電所の開発計画

運転開始予定		プロジェクト	河川名	出力(MW)
2019	2019 年 1 月	UHE Itaocara I	Paraíba di Sul	145
	2019 年 1 月	UHE Davinópolis	Paranaíba	74
	2019 年 7 月	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109
2020	2020 年 5 月	UHE Comissário	Piquiri	140
	2020 年 4 月	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96
	2020 年 7 月	UHE Paranhos	Chopim	63
	2020 年 8 月	UHE São Luiz do Tapajos	Tapajos	8,040
	2020 年 8 月	UHE Apertados	Piquiri	139
	2020 年 8 月	UHE Ercilândia	Piquiri	87
2021	2021 年 1 月	UHE Tabajara	Jiparaná	350
	2021 年 1 月	UHE Jatobá	Tapajós	2,338
	2021 年 4 月	UHE Castanheira	Arinos	192
	2021 年 8 月	UHE Itapiranga	Uruguai	725
2022	2022 年 2 月	UHE Arraias	Palma	70
	2022 年 7 月	UHE Bem Querer	Branco	708
	2022 年 12 月	UHE Prainha	Aripuana	796
2023	2023 年 10 月	UHE Paredao A	Mucajai	199
	2023 年 12 月	UHE Torixoréu	Araguaia	408

(太字はアマゾン地域のプロジェクト)

(出典：PDE2023)

4.1.3 系統開発計画

1) ブラジルの電力系統構成の現状

ブ国の電力系統は、現在 6 つの大きなエリアで区分することができる。(図 4.3)

- ・エリア 1：南東部／中西部

総電力需要の 60%以上が集中するエリアであり、大規模な水力発電所、火力発電所が存在している。Parana 川流域の水力発電ポテンシャルの大部分、天然ガスによる火力発電所、原子力発電所は、このエリアに含まれる。

- ・エリア 2：南部

総電力需要の約 16%が存在するエリアであり、一般炭による火力発電所と水力発電所が存在する。

- ・エリア 3：北東部

総電力需要の約 15%が存在するエリアであり、Sao Francisco 川の水力発電所が存在する。ただし、Sao Francisco 川の水力発電の開発はほぼ完了している状況である。

- ・エリア 4：北部

総電力需要の約 8%が存在するエリアであり、Tucuruí 水力発電所による電力供給が行われている。

- ・エリア 5：イタイブ

ブ国とパラグアイ国との共同運営であるイタイブ水力発電所 (14GW) による大規模な水力発電が行われている。同発電所に 20 基ある発電機は、両国が 10 基ずつ所有し、発電電力を均等に分けているが、パラグアイは自国分の大部分をブラジルに売電しており、2015 年に同発電所で発電された電力の 88%はブラジルで消費されている。発電した電力は、サンパウロ郊外まで送電されている。

- ・エリア 6：マデイラ

Porto Velho 水力発電所による大規模な水力発電が行われている。また、Madeira 川流域での水力発電ポテンシャルがこのエリアに含まれる。さらに、Acre と Rondonia の孤立系統の全国電力系統への連系も計画されている。

2013 年時点における基幹送電線の亘長は合計で 116,768km となっており、230kV の送電線が最も亘長が長く 49,969km、次いで 500kV の 38,123km となっている。PDE2023 によれば 2023 年には、この基幹送電線に関して約 70,000km の延長が計画されており、500kV の送電線拡張が 53%であるが、Xingu の DC±800kV 送電線の建設等も計画されている。

また、上記に加えて、Xingu 川における Belo Monte 水力発電 (11GW) の開発と、この水力発電を全国電力系統に統合すること、および Manaus の系統を全国電力系統に連系する計画が検討されている。

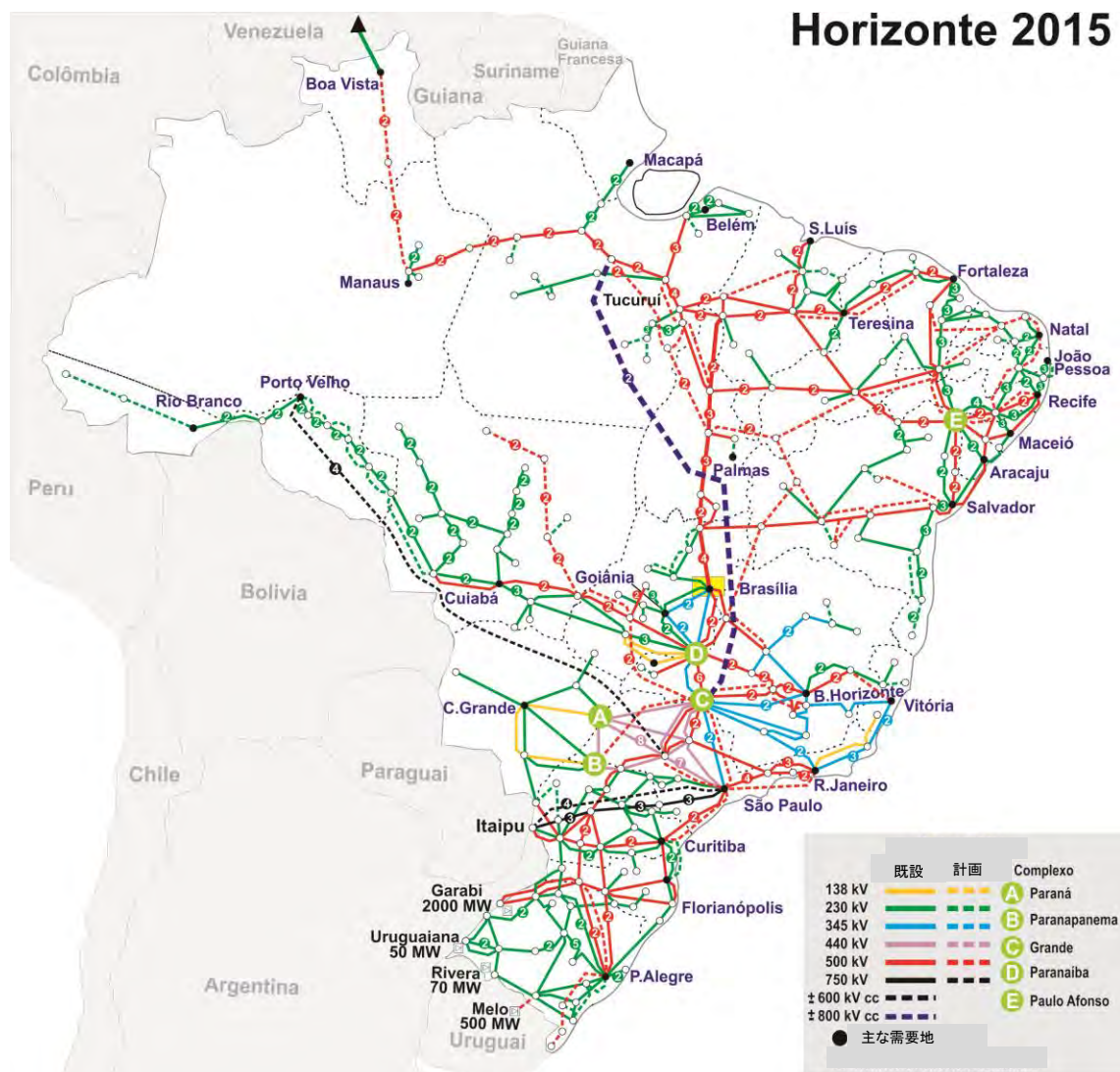
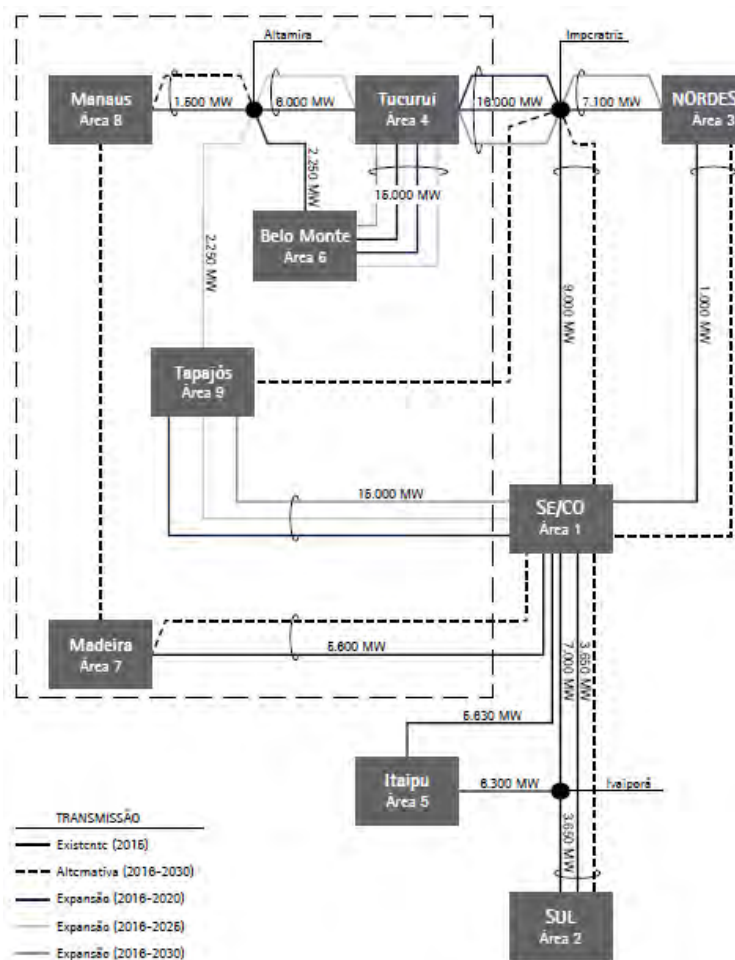


図 4.3 ブ国の送電線系統図 (将来計画を含む)

(出典：ONS)



(出典：PNE2030)

図 4.4 電力系統拡張計画 (2013 年時点計画)

表 4.5 電圧毎の基幹送電線亘長の現状と将来計画

(単位：km)

	230kV	345kV	440kV	500kV	±600kV	750kV	±800kV	合計
2013 年実績	49,897	10,272	6,728	39,083	3,996	2,683	0	112,659
増強分	18,759	1,646	194	37,325	2,375	0	9,518	69,817
2023 年想定	68,656	11,918	6,922	76,408	6,371	2,683	9,518	182,476

(出典：PDE2023)

表 4.6 主要な送電線建設計画（北部、北東部）

区間	電圧(kV)	距離(km)	運開予定 (年)
Xingu - Parauapebas	500	410	2016
Parauapebas - Miracema	500	400	2016
Itacaiúnas - Colinas	500	304	2016
Itacaiúnas - Colinas	500	304	2016
Lechuga - Equador	500	400	2016
Equador - Boa Vista	230	315	2016
Teresina II - Sobral III	500	334	2016
Miracema - Gilbues II	500	410	2016
Miracema - Gilbues II	500	410	2016
Gilbués II - Barreiras	500	289	2016
Gilbués II - São João do Piauí	500	394	2016
São João do Piauí - Milagres	500	400	2016
Milagres II - Açú III	500	286	2016
Sobral III - Teresina II(C3)	500	334	2016
São João do Piauí - Milagres II (C2)	500	400	2016
Milagres II - Açú III, CS (C1)	500	286	2016
Luziânia - Rio das Éguas	500	373	2016
Barreiras II - Gilbués II	500	289	2016
Ibicoara - Sapeçu	500	254	2016
Xingu - Terminal-MG	DC±800	2140	2018
Gilbués II - Gentio do Ouro II	500	356	2018
Morro do Chapéu II	500	280	2018
Gilbués II - Gentio do Ouro II	500	356	2018
Xingu - Terminal-RJ	DC±800	2439	2020
Tucuruí 2 - Marituba	500	380	2020
Barreiras II - Gentio do Ouro II	500	288	2021

(出典：PDE2023)

2) 系統開発計画の概要

a) 電力系統の経済運用

電力系統については信頼性の確保及び効率的な運用を原則としている。単一の事故により送電を停止しないことが求められ、そのうえで、発電コストを低減するよう、水力発電所および火力発電所それぞれの出力が決められる。EPE により策定された系統開発計画は、ONS により、系統運用者の視点からレビューされ、調整されることとなっている。

b) 水力開発に伴う送電線網拡張

現状、北部地域の電力需要は、そのほぼすべてが Turucui の水力発電により供給されており、雨季には、この北部の発電電力が、北東部、中部／南東部および南部に送電される一方で、乾季には、中部／南東部および南部から北部に電力が送電される。

中部／南東部および南部の水力開発はほぼ完了しており、今後の水力開発は北部での開発が中心となる計画である。中部／南西部および南部での雨季の時期と、北部での雨季の時期は異なっており、北部での水力開発を進めることにより、年間を通じて水力発電を活用することが可能となる。

現状、北部地域の主幹系統は 500kV 送電線 12,000km と 230kV 送電線 3,200km から構成されている。今後の水力開発（電源開発）は、Tapajos 川の水力開発（出力約 8,000MW）など、Para 州が中心となる計画である一方、北部地域における主要な電力需要地は Sao Luis (Maranhao 州)、Belem (Para 州) および Manaus (Amazonas 州) などである。したがって、北部から中部／南東部への送電線網拡張が必要となるほか、これらの都市部への送電線網拡張も同時に必要となる。

これらの送電線の亘長は 200～400km に及ぶため、交流送電線の場合、安定度を考慮する必要がある。現状の北部から中部／南東部への主要送電ルートは、Xingu－Tucurui－Maraba－Itacaiunas－Colinas－Miracema と連系されている 500kV 送電線であるが、北部地域での発電容量の増加に伴い、この送電線の潮流が増加することが想定されるため、Xingu から 1 つの新設変電所（Parauapebas）を經由して直接 Miracema に連系される 500kV 送電線の建設が計画されている。

c) 風力開発に伴う送電線網拡張

風力発電は、現状、Bahia 州および Alagoas 州に設備容量合計約 2,000MW が導入されている。今後、Piaui 州、Bahia 州、Ceara 州、Rio Grande do Norte 州等に風力発電が新設される計画であり（2030 年時点で 4,700MW を想定している）、これら風力発電による発電電力を送電するための送電線網拡充が必要となり、沿岸部の風力発電所から内陸部の送電線に連系するための 500kV 送電線の増強が計画されている。

また、風力発電による発電電力についても、前述した、北部地域の水力発電による発電電力と同様に、Xingu－Tucurui－Maraba－Itacaiunas－Colinas－Miracema と連系されている 500kV 送電線により、東北部から中部／南東部に送電されることになるが、風力発電量の増加により、この送電線の潮流が増加し、安定度および送電損失で問題が出てくる懸念がある。したがって、東北部から直接中部／南東部に送電するための 500kV または 230kV 送電線の建設、およびそれに伴う変電所の新設が計画されている。これらの送電線は Piaui 州の南部から Bahia 州を経て Goias 州を連系する送電線として計画されている。

d) 単独系統の連系

独立系統は主としてディーゼル火力発電により電力供給が行われているため、これらを全国電力系統に連系することができれば、ディーゼル火力発電を削減することができ、発電コストを減らすことが可能となる。また、CO₂の排出を削減することができ、気候変動対策としてもメリットがある。

現在、Manaus（Amazonas 州）と Macapa（Amapa 州）を 500kV および 230kV 送電線で連系して、全国電力系統に連系することが計画されており、これにより、これらの独立系統で電力供給に用いられているディーゼル火力発電を削減する効果が期待されている。加えて、アマゾン川左岸の水力発電開発を全国電力系統に連系することができるようになるため、これらを有効活用することが可能となる。

独立系統の連系のための送電線は長距離になることに加えて、森林等を通過する必要があるため、送電線建設のための検討は環境社会影響に留意することが必要である。現状の送電損失は 18% となっており、送電線が長距離になるほど送電時の損失は増大するため、送電損失の低減は非常に重要な検討項目である。

3) 送電線建設に関する条件

a) 送電線導体

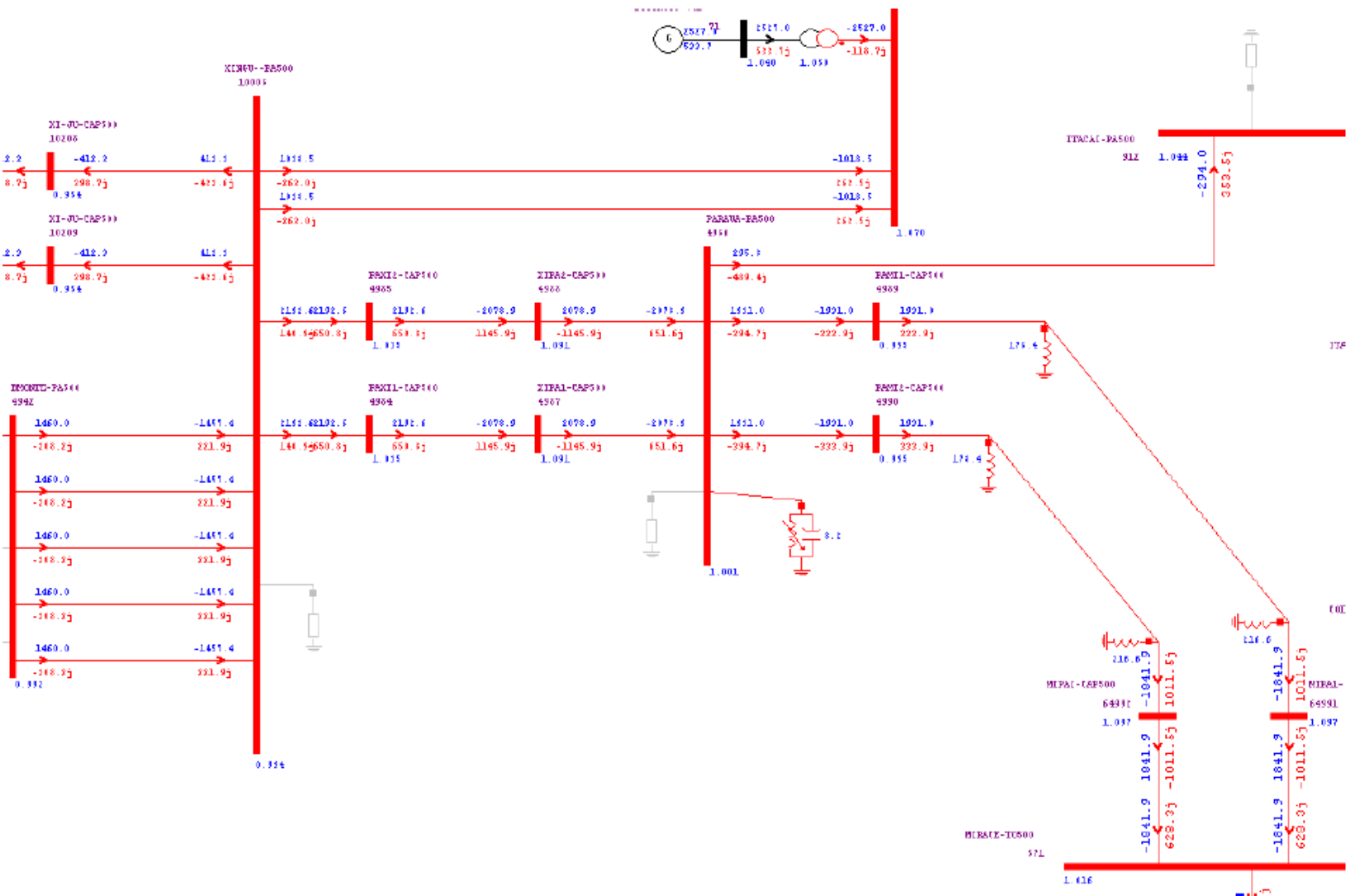
送電線建設においては、電圧降下限度目標および無効電力補償が指定される。Xingu—Miracema を連系する交流送電線では、EPE の検討により、適用する送電線導体について、1 相あたり 4 導体のケースと、1 相あたり 6 導体のケースが提示されている。

表 4.7 Xingu—Miracema 交流送電線の送電線導体検討

Alternativa	LT 500 kV	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp. shunt	Reator (2 lados)	Grau Comp. série [%]		Xcomp [%]		X _{eq} LT	X _{eq} Trecho
							DE	PARA	DE	PARA		
6x795 MCM (SIL 1670 MW)	Xingu - Paraupebas	0.207	3.005	909.29	66%	300	0	23%	0.000	0.700	2.30	3.41
	Paraupebas - Miracema	0.207	3.005	909.29	66%	300	40%	23%	1.202	0.700	1.10	
6x795 MCM (SIL 1460 MW)	Xingu - Paraupebas	0.207	3.464	778.61	62%	240	20%	20%	0.693	0.693	2.08	3.33
	Paraupebas - Miracema	0.207	3.464	778.61	62%	240	44%	20%	1.524	0.693	1.25	
6x900 MCM (SIL 1460 MW)	Xingu - Paraupebas	0.179	3.445	781.18	61%	240	20%	20%	0.689	0.689	2.07	3.31
	Paraupebas - Miracema	0.179	3.445	781.18	61%	240	44%	20%	1.516	0.689	1.24	
4x1113 MCM (SIL 1200 MW)	Xingu - Paraupebas	0.223	4.178	655.172	55%	180	25%	25%	1.045	1.045	2.08	3.33
	Paraupebas - Miracema	0.223	4.178	655.172	55%	180	40%	30%	1.671	1.253	1.25	

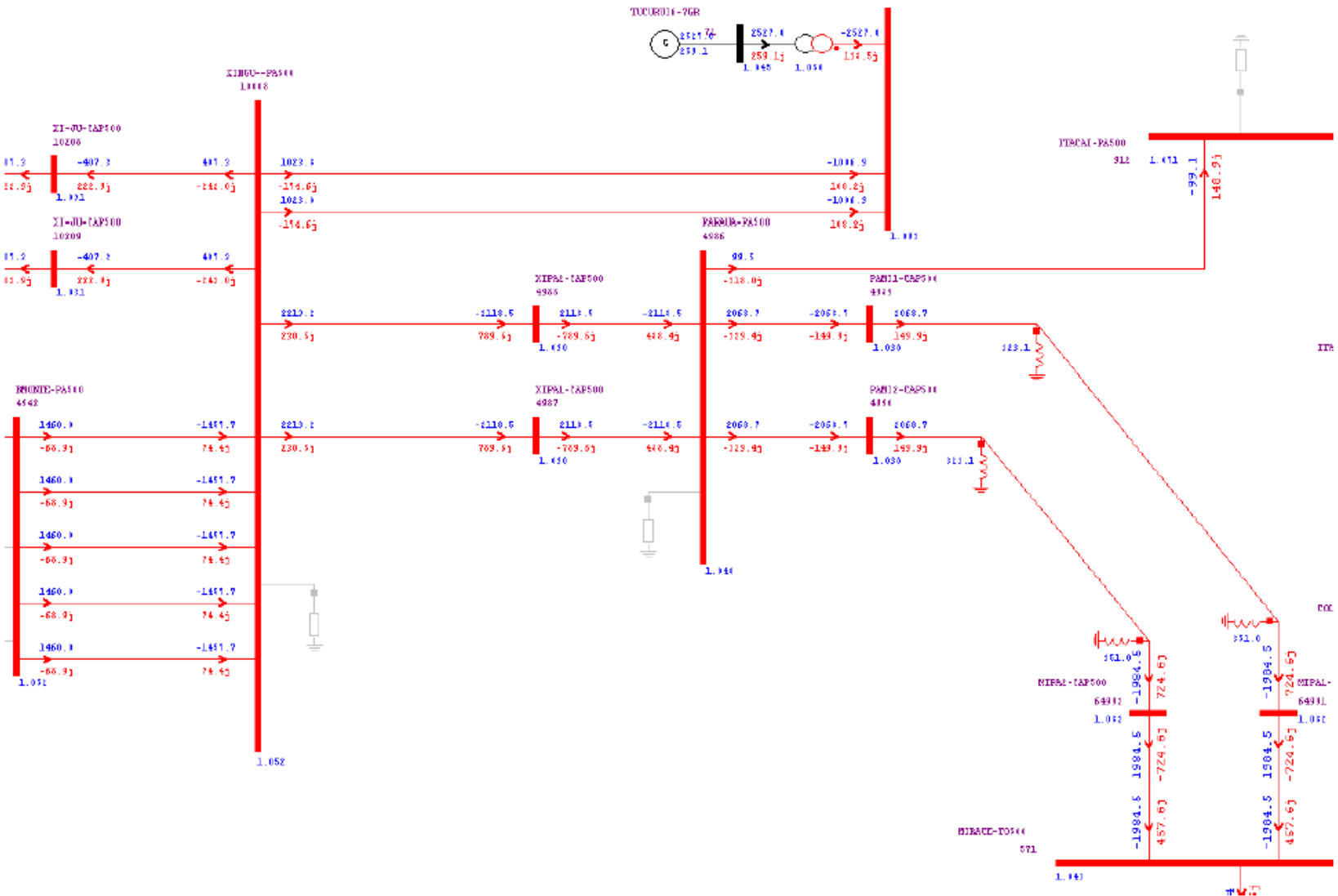
(出典：EPE-DEE-RE-063/2012)

また、選定した送電線導体にもとづき、動的安定度の検証が行われ、安定度の問題がないことが確認される。



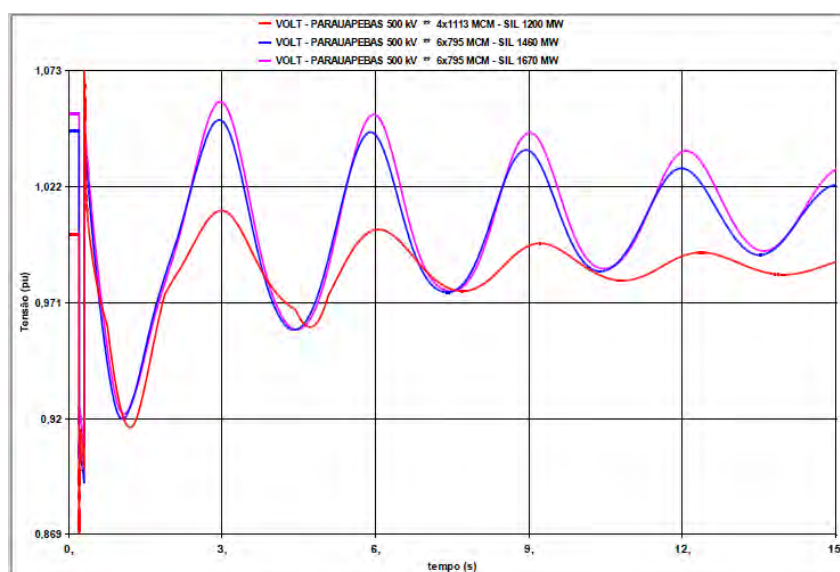
(出典：EPE-DEE-RE-063/2012)

図 4.5 4 導体の場合の系統電圧分布計算



(出典：EPE-DEE-RE-063/2012)

図 4.6 6 導体の場合の系統電圧分布計算



(出典：EPE-DEE-RE-063/2012)

図 4.7 動的安定度計算結果

EPE の検討により、Xingu-Rio de Janeiro の直流送電では電圧降下を 7%以下に抑えるため、以下の送電線導体の選定結果が提示されている。

表 4.8 Xingu-Rio de Janeiro および Minas 直流送電線の送電線導体検討

ALTERNATIVAS	TRANSMISSÃO		LINHA DE TRANSMISSÃO					CONVERSORA
	De A	Para B	L (km)	MCM	Rpolo-20°C (Ω/km)	Rpolo-50°C (Ω/km)	Per_bip (MW)	B Pcc (MW)
1	6xBluejay	Xingu T.Minas	2140	1113	0,00853	0,00956	228,1	3772
	6xLapwing	Xingu T.Rio	2439	1590	0,00593	0,00665	180,9	3819
2	6xLapwing	Xingu T.Minas	2140	1590	0,00593	0,00665	158,7	3841
	6xLapwing	Xingu T.Rio	2439	1590	0,00593	0,00665	180,9	3819
3	6xDipper	Xingu T.Minas	2140	1351	0,00699	0,00783	186,9	3813
	6xDipper	Xingu T.Rio	2439	1351	0,00699	0,00783	213,0	3787

(出典：EPE-DEE-RE-063/2012)

4) 制御および保護

a) 制御方法

Xingu-Rio de Janeiro の直流送電の制御は、東北部の風力発電の出力想定値、および Belo Monte の水力発電の出力想定値にもとづき、送電電力を決定して潮流制御が行われる。送電電力により、補償すべき無効電力が変化するため、連系する調相設備の数も制御される。

b) 保護方法

Xingu-Rio de Janeiro の直流送電線は、送電線事故時のインピーダンス¹がマイナスになるため、距離継電器が適用できない。したがって、電流作動継電器を適用している。これは、直流送電線で一般的に適用される保護方法である。

また、送電線事故時は調相設備（コンデンサバンク）に過電圧、過電流が印加されるため、調相設備はこれに耐えるよう設計されなければならない。

4.2 現在および将来計画での系統における課題

4.2.1 現状の送電系統運用状況

1) 現状の系統運用における電力潮流の状況

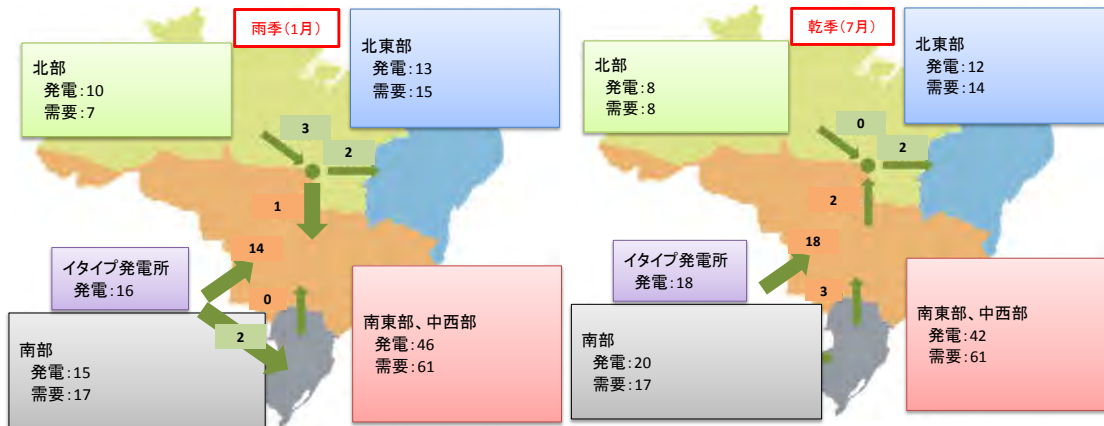
表 4.9 に、地域別、月別の発電比率と需要比率の比較を示す。発電、需要共に南東部/中西部へ集中しているが、需要量が発電量を上回っているため、他地域からの電力供給が必要となる。また、図 4.8 に示すとおり、水力発電ポテンシャルを有する北部地域は、1月の雨季には発電が需要を上回っており、他地域への電力送電ができるが、7月の乾季では水力発電量が低下し、北部地域のみで発電と需要がバランスする状況となっている。

表 4.9 地域別、月別の発電比率と需要比率の比較

地域別・月別の発電比率 (2007年～2014年までの実績を月ごとに平均)	(単位: %)											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
南東部/中西部	46	47	44	42	41	42	42	44	45	45	46	47
南部	15	14	15	16	17	19	20	20	18	20	19	17
北東部	13	12	12	11	11	12	12	11	12	13	13	12
北部	10	12	13	14	14	9	8	8	8	6	6	7
イタイプ発電所	16	16	16	17	17	18	18	17	16	17	17	16

地域別・月別の需要比率 (2007年～2014年までの実績を月ごとに平均)	(単位: %)											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
南東部/中西部	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	60	60
南部	17	17	17	17	16	17	17	17	16	16	17	17
北東部	15	15	15	15	15	15	14	15	15	15	15	15
北部	7	7	7	7	7	7	8	8	8	7	7	7

(出典: ONS ホームページ)



(出典: 調査団作成)

図 4.8 各地域の電力潮流状況 (雨季、乾季)

¹ 送電線インピーダンスには抵抗分とリアクタンス分があり、直流送電ではリアクタンス分がない。

2) 直流送電設備の現状

ブ国で運用中、建設中若しくは建設計画のある代表的な長距離直流送電設備は表 4.10 のとおりである。今回、Foz do Iguaçu および Ibiuna の直流変換設備、Araraquara で建設中の直流変換設備について調査を行った。その調査結果を以下に示す。

表 4.10 ブ国における直流送電線

区間	電圧	亘長	運転状況
Foz do Iguaçu ～ Ibiuna	DC±600kV	810km	既設
Porto Velho ～ Araraquara	DC±600kV	2400km	建設中
Xingu ～ Estreito	DC±800kV	2092km	計画中
Xingu ～ Terminal Rio	DC±800kV	2439km	計画中

(出典：ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO ITAIPU BINACIONAL ホームページ、ABB ホームページ)

a) Araraquara 変換所 (Porto Velho—Araraquara 直流送電設備)

2015年3月19日にAraraquara変換所を視察した。視察当日は建設中(試験中)であったが、2015年3月に送電を開始した。視察結果は以下のとおりである。

- ・ 視察を依頼した ie madeira は、51%を CTEEP (isa(コロンビアの会社)が買収)が所有する送電会社である。
- ・ 合計 6.5GW の電力が Porto Velho 変換所に AC500kV で連系され、DC±600kV に変換し送電、Araraquara 変換所で AC500kV に変換している。直流設備は 2 回線とも通常運転しているが、1 回線でも 6.5GW 送電は可能である。
- ・ アマゾンへの送電線の布設では、環境社会配慮の一環として森林伐採は行っていない。鉄塔の高さは、平均的な鉄塔が 50m、ジャングルでは木の上を送電線が通過するように 70m～80m の鉄塔とし、超高压電線からの離隔を確保している。
- ・ ブ国各地で雨季の時期が異なるため、乾季の他地域へ Araraquara 変換所から電力を送電することが可能であり、非常に重要な変換所となっている。
- ・ AC ラインは、Furnas が 500kV 2 回線、CTEEP が 440kV 2 回線でサンパウロに電力を供給する。COPEL も 500kV 1 回線を建設中である。
- ・ ie madeira は 30 年の直流送電線の運転権を受注している。停電すると一回線あたり 65,000 レアル/分のペナルティを払わなければならないので、保守は重要となる。ペナルティ監視は、ブ国全土の電力を制御する ONS が実施している。
- ・ 落雷による事故は多く、場所特定にはライン・フォールト・コントロールがあり、事故時には、サービスステーションの保守員が、事故点の巡視を行うようになっている。
- ・ アマゾンの送電線保守は各地のメンテナンスセンターが 300km/月ずつ担当し、1 か月かけて全ての送電線について、地上から巡視(四輪駆動車で移動、点検

用道路を利用) している (図 4.9 参照)。また、適宜ヘリコプターによる巡視を実施する。

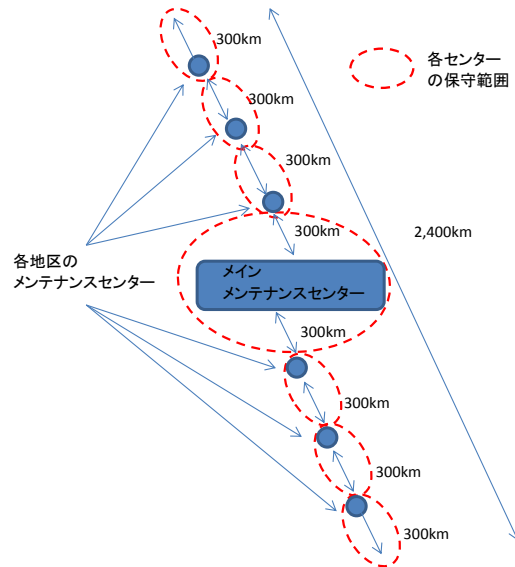


図 4.9 各メンテナンスセンターの送電線保守範囲概要

b) Ibiuna 変換所 (Foz do Iguaçu-Ibiuna 直流送電設備)

- ・ 30 年前に世界に先駆けて Foz do Iguaçu-Ibiuna で直流送電を用いたのはブ国と周波数が異なるイタイプのパラグアイ発電所の電力(50Hz)をブ国に供給するためである。
- ・ 視察を依頼した FURNAS は、Eletrobras グループの発電、送電会社であり、Foz do Iguaçu-Ibiuna 直流送電の運転および保守等を担当している。
- ・ 1つのサイリスタバルブの点検期間は補機類を含め 5 日程度である。
- ・ パラナ州において、鉄塔倒壊が 2014 年に 10 基あった。主な原因は、竜巻などによる突風である。鉄塔倒壊に備え、ある程度組み上げた予備の鉄塔を保管しており、それを倒壊した現地で組み立てている。復旧期間の実績としては 5 日間程度である。
- ・ 視察時は、Foz do Iguaçu 4,210MW→Ibiuna 4,020MW の送電実績であり、ロス は 190MW (4.5%) であった。
- ・ メンテナンスセンターが 4 カ所ある。互長約 800km の送電線であり、1,600 の鉄塔が 2 ラインあるが、2~3 鉄塔/日×メンテナンスセンター4 カ所で 1 年間かけて、全て点検する (道路状況を考慮して四輪駆動車で移動する)。点検は、鉄塔に上って実施する。年に 1 回、ヘリコプターからの目視点検もある。
- ・ 送電線の線下については、所要の離隔確保のため樹木が伐採されている。樹木の成長により追加的な伐採も必要になる。

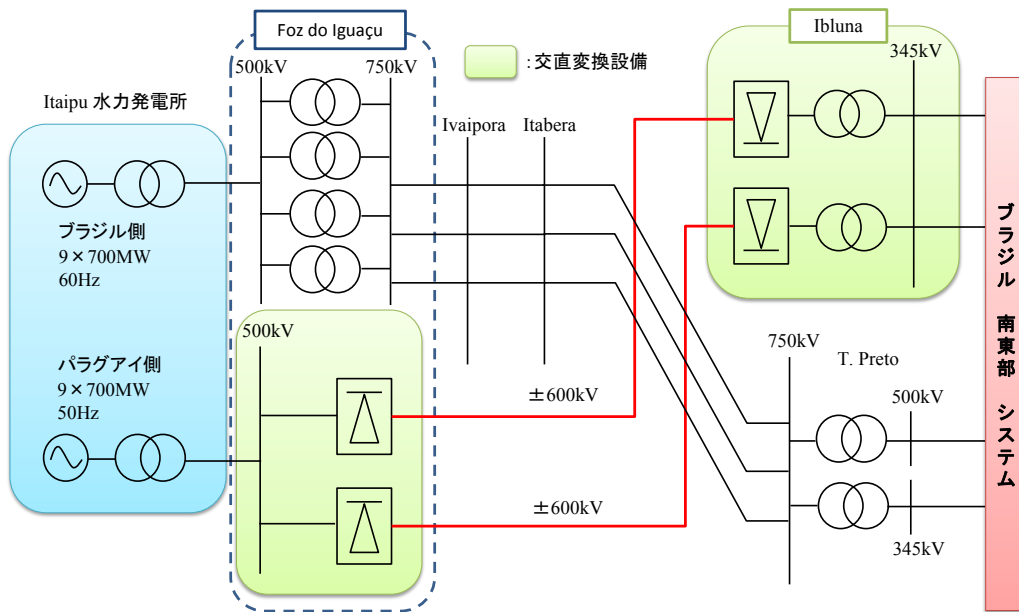


図 4.10 Foz do Iguaçu-Ibiuna 直流送電概要図

(出典：Ibiuna 変換所)

3) 適用されている送電損失改善方策と将来計画

ブ国では、現在、発電に要する費用が高くなっていることもあり、現状 18%に達している送電損失の低減が大きな課題となっている。このため、送電損失の改善策として、以下の二つの項目が検討されている。

[電線の太線化]

送電損失改善の具体的な事例としては、Itaipu 水力発電所からの送電において、ケーブルサイズを大きくすることで、ケーブル抵抗を低減して 1%程度の損失低減を実現している。ケーブルの更新には多額の費用を要するものの、送電損失低減分でカバーできる範囲である。2015 年の Itaipu 発電所からの送電損失低減量は、Itaipu 発電所の発電実績から 336GWh となり、金額換算すると 151 百万レアルと算定される。

[DC600kV→DC800kV の採用]

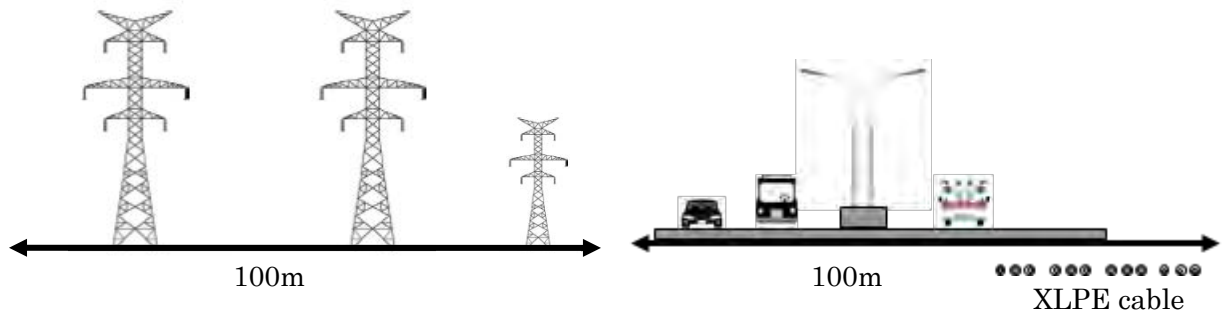
新しい長距離直流送電の検討に当たり、DC±800kV の適用が検討された。検討にあたっては、その時点で DC±800kV 送電が実用化されていたのが中国だけであり、そのような状況では、DC±800kV 送電をブ国に適用することは信頼度およびコスト面で問題があると考え、その他の国における DC±800kV 送電の開発状況について調査を実施した。その結果、実用化のレベルにあるのは中国およびインドと複数国あったため、ブ国においても、検討を進めることとし、DC±800kV に適用される碍子等の機器に関する技術やコストについて検討を行い、

技術面およびコスト面から適用について問題がないことを確認した後、DC±800kV 送電の適用を決定した。

4.2.2 現在系統における課題

調査にて聞取りした結果を以下に示す。

- サンパウロ北部の架空送電線の 220kV 3 回線(CTEEP 所有)、88kV(AES 所有)を撤去して幅 100m のスペースを作り、そこに高速道路の建設を検討している。架空送電線を地中送電線にして用地を取得する計画であるが、常電導ケーブルからの放熱の関係でケーブル間隔が必要となるため、必要な幅の車道が確保できない。(道路下にはケーブルは布設せず、道路脇への布設とするため、常電導ケーブルでは道路脇のスペースを広く取らなければならない)



(出典：調査団作成)

図 4.11 架空送電線から地下ケーブルへの取替

- 都市部において、紙絶縁の OF ケーブルを地下布設しているが、老朽（経年 40 年）のため油漏れが多く、XLPE ケーブルへの取り換えを行っている。油漏れが発生すると土壌が汚染され、環境問題となりうる。
- 都市部の地下ケーブル交換には多くの費用が必要となるほか、工事期間中の交通規制等が必要となり、交通インフラにも影響を及ぼす。
- リオデジャネイロやサンパウロなどの大都市では、ケーブル敷設のための用地確保が難しい。また、大都市においては住宅地の開発が進んでおり、市街地の変電所に送電するための送電線のルート確保が非常に難しくなっている。

4.2.3 将来系統計画における課題

1) 都市部における送電線建設

都市部においては、電力需要の増大により、都市郊外から都市近郊の変電所への送電線の増強が必要となっている。一方で、送電線下には建築物の建設が認められないため、住宅地域の拡大にともなって、送電線敷設のための用地の確保が難しくなっている。

また、送電線が住宅地の近くを通ることにより、電磁界を抑制することも重要な要

件となり、電磁界抑制の対策についても併せて講じる必要が生じてくるものと考えられる。

2) 環境ライセンス取得

送電線建設の手続きとして、環境ライセンスの取得が必要であるが、環境ライセンスの取得に時間を要して、送電線建設が遅れる事例がみられる。

Amazonas 州の Manaus と、Amapa 州の Macapa は 500kV および 230kV 送電線により連系され、全国電力系統に連系される計画となっているが、環境ライセンス取得の遅れにより、当初工期の 2 年から 1 年以上運開が遅れる状況となっている。

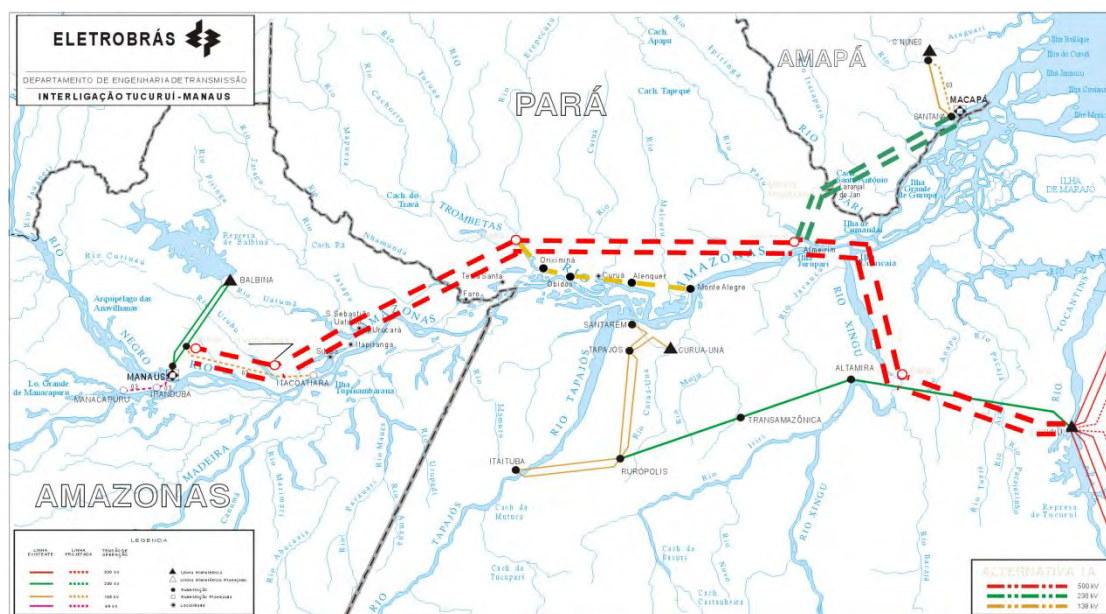
Tucuri－Macapa－Manaus の送電線連系の概要は以下のとおりである。

- TL500kV－Double circuit (Manaus area)

電圧： 500kV
送電線亘長：1,470km
送電容量： 1,800MW

- TL230kV－Double circuit (Amapa area)

電圧： 230kV
送電線亘長：330km
送電容量： 300MW



(出典：ONS)

図 4.12 Tucuri－Macapa－Manaus 間の送電線ルート

3) 送電損失低減

近年、渇水による水力発電比率の低下とそれを補完するための火力発電比率の増加

により、発電コストが上昇しており、送電損失低減の必要性が高まってきている。現状、送電線建設の入札においては、送電損失の低減はメリットとして評価されないが、今後見直しがなされる可能性もある。今後長距離送電の機会の増加に伴い、送電損失の低減は重要になってくると考えられる。

4.3 長距離送電の導入の必要性

ブ国では、水力開発のポテンシャルが大きいですが、中部・南部での水力開発はほぼ終了しており、現在、残っているのは、北部での水力開発のみである。このため、今後の電力需要の増大等に伴う電源開発においては、需要地と電源地点が約 2,000km と遠く離れることから、長距離送電による対応が不可欠となっている。

ブ国が所有する直流送電設備は、表 4.10 に記載のとおり、Foz do Iguaçu-Ibiuna 間の 600kV 直流送電 (Itaipu 水力発電所からの電力送電)、Porto Velho-Araraquara の 600kV 直流送電 (Santo Antonio 水力発電所等からの電力送電)、建設中の Xingu-Estreito 間と Xingu-Terminal Rio 間の DC±800kV 直流送電 (Belo Monte 水力発電所等からの電力送電) である。

更に、2020 年から運用開始の予定である Tapajós の水力発電所からの送電についても同じ様な直流送電を計画している。また、東北地方と南西地方を繋ぐサンパウロやりオデジャネイロの送電線、ローカル系統間にも直流送電を利用することが考えられている。

直流送電を導入することにより、系統安定度の確保、送電損失の低減をはかることが可能となる。ただし、直流送電の適用については、系統安定度等についての事前の慎重な検討が必要であり、これらは EPE により実施される。検討結果にもとづき、ANEEL の入札仕様において、交流、直流の別が指定される。

直流送電の適用電圧については、Itaipu および Porto Velho-Araraquara 間の直流送電では、DC±600kV が適用されている。一方、Belo Monte-Rio de Janeiro については、DC±800kV がブ国において初めて適用されている。

4.4 長距離直流送電の導入効果

交流送電と比較した直流送電の利点は、一般的に以下のとおりである。

- ・ 送電線条数が少量となり、軽量化が可能である。そのため、架空送電線の場合は送電鉄塔を小型化することができ、用地取得、環境保護および経済性の観点において優位性がある。
- ・ ケーブル送電線の場合、ケーブルの絶縁が容易であり、また交流のケーブル送電では充電電流が多く発生することになるが直流では発生しない。そのため、ケーブル充電容量補償装置が不要であり、経済性の観点で優位性がある。
- ・ 安定度の問題がないため、大容量送電が可能であり、経済性の観点で優位性がある。
- ・ 異周波数や系統特性の異なる系統間の連系が可能である。例えば、Foz Do Iguaçu の直流交流変換所のように、ブ国 (周波数 60Hz) とパラグアイ (周波数 50Hz) の連系が可能である。

- ・ 短絡容量を増加させずに連系することが可能であるため、系統構成や運用の自由度が増加する。
- ・ 交流送電では潮流制御が容易にできないが、直流送電では変換器の制御により、有効電力潮流制御が迅速で容易であるため、系統構成や運用の自由度が増加する。

具体的な直流送電の導入メリットの検討として、今後ブラジルで導入が進むと考えられる 800kV 直流送電線のケースとして、Xingu -Terminal Rio 間 800 kV 超高圧送電線事業が考えられる。

送電線の整備を含む、電力設備の建設については、MME のもと、EPE が建設事業の入札のための調査を行い、報告書としてとりまとめ、公表を行っている。

本事業についても、北部-南東部および北部-北東部連系線拡張事業の”Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão”において、代替案の検討を含め、建設費用の試算が行われており、報告書が取りまとめられている。

北部-南東部および北部-北東部連系線拡張事業全体で、送電線の拡張に伴う、変電所の増強を含め 134.71 億レアル（約 5,340 億円）の投資が見込まれている。このうち、本事業の Xingu-Terminal Rio 間（2,815km）の送電線建設費用は、27.585 億レアル（約 1,093 億円）が想定されていた。1km 当たりの建設コストを試算すると、1,095,544 レアルである。なお、すでに本事業の入札は完了しており、全体の事業費は 70 億レアル（約 2,774 億円）で落札された。

一方、交流送電線の建設コストの参考値として、従来型の 500kV 交流送電線の容量ごとのコストが試算されている（表 4.11）。最も建設コストが安い 1,200MW1 回線の送電線建設コストは、1km 当たり 641,340 レアルであり、これと前述の直流送電線建設コストの試算値 1,095,544 レアル/km を比較すると、直流送電線は交流送電線の 1.7 倍となる。

表 4.11 500kV 交流送電線の建設コスト（参考値）

想定容量 (MW)	コンダクター数	回線数	建設費用	
			1,000 レアル/km	%
1,200	4	1	702.19	109%
		2	1,247.47	178%
		1	641.34	100%
		2	1,147.47	178%
1,400	6	1	852.18	133%
		1	792.26	124%
		1	715.21	112%
1,700	6	1	824.45	129%
		1	879.97	137%

(出典：MME, EPE, ”Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão”, p.24)

4.5 ブラジルの将来計画と地中化の動向

4.5.1 将来計画における超電導送電ニーズ

ブ国では、北部に水力、北東部と南部に風力資源があり、また、全土にわたり太陽光のポテンシャルがあるなど、豊富な自然エネルギーを有している。これらの再生可能エネルギーによる発電は、自然条件に大きく依存することから、需要と供給のバランスを図るためには、電力システムを統合化し、効率的な送電により、供給力を補完しあう必要がある。

また、2014年から2024年にかけて、ブ国の電力供給量は624.3TWhから940.8TWhに増量するとともに、2015年から2024年にかけて、送電線を約60%延長する計画としているが、その際、現状18%の送電線ロスを17%まで減らす目標としている。(出典:PDE2024-MME)

更に、ブ国では、国土の34%が、環境面、土着民の村落等の関係で保全区域が指定されており、開発が困難とされている。

これらを解決する新しい技術として、効率的でコンパクトな送電システムである超電導送電が注目されている。

4.5.2 地中化における超電導送電ニーズ

ブ国では、2013年時点で69kV以上の地下ケーブルが1,676kmあり、その後も増加している。特に都市部においては、以下の点から、架空送電にするか、地下ケーブルにするかという二者択一よりも、これらをうまく組み合わせ、コストパフォーマンスを良くするという考え方となっている。

- ・都市部では、用地の確保の面から架空送電線の建設が年々難しくなっている。
- ・電磁場に関しても地下ケーブルを道路下に設置すれば、住民等への影響は少なくなる。
- ・環境影響評価が架空送電線より簡単である。(架空送電線では約1年、地下ケーブルでは約半年かかる。)
- ・架空送電と地下ケーブルの建設コストは、過去には10～20倍と、地下ケーブルが非常に高かったが、現在では5倍程度となり、長期的な維持管理や上記に係る様々な行政による規制を考えると、地下ケーブルとするメリットが出てきている。

これらのことから、今後とも、地下ケーブルは増えていくものと考えている。

一方で、都市部における大幅な需要増に対応するためには、同じ電圧で大容量の送電ができ、かつ、通常の地下ケーブルと比較して省スペースで敷設が可能な超電導ケーブルが、工事量を削減できる面でも有効であり、今後、注目される技術となることが考えられる。

4.6 直流、交流超電導送電の導入可否

4.6.1 直流超電導送電の導入可否

ブ国においては、前述のとおり、今後の電源開発では電源地と需要地が遠く離れるため、長距離送電による対応が不可欠となっている。

ブ国における長距離直流送電の導入に関して、前述したとおり、交流送電と比較しての送電損失低減のほか、系統安定度の確保、短絡容量増加の抑制について効果がある。また、送電電力（送電線潮流）を任意に制御できることも、広大なブ国の電力系統の運用、制御において利点である。

長距離直流送電に超電導技術を導入した際の利点として、以下の事項を考えることができる。

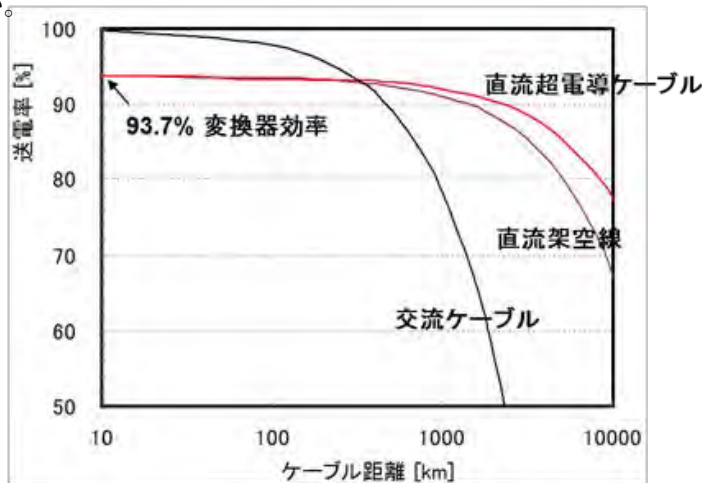
➤ 送電損失低減

図 4.13 に、交流ケーブル、直流架空線、直流超電導ケーブルそれぞれの送電距離と送電効率の関係を示す。

直流送電の場合でも、1,000km を超える長距離送電の場合、送電損失は 10%程度に達する。これに対して、超電導送電を適用した場合、送電損失を 2%程度低減することが可能である。

送電距離が 300~400km を超えるあたりから直流送電の効率が交流送電を上回るようになり、1,000km を超える送電距離から直流超電導ケーブルが直流架空送電線に対して優位となる。

ブ国では、長距離の大容量送電が必要とされており、送電容量は 4,000MW を超えるものが適用されている。したがって、超電導送電適用による送電損失低減の費用効果は大きい。



(出典：調査団作成)

図 4.13 送電距離と送電率の関係（試算ベース）

➤ 機器の低電圧化

一般的に、送電容量の大容量化をはかるためには、送電電圧を高電圧化し、送電電流を抑制することで送電損失の低減をはかっている。超電導送電では送電線の抵抗がゼロになるため、送電電流を大きくすることが可能であり、送電電圧を上げることな

く送電容量の大容量化が可能となる。したがって、大容量化のための超高電圧機器の開発が不要となるほか、機器電圧の低減により周辺機器を含めた装置の絶縁距離を短くできることより、全体として機器の小型化ならびに設備設置スペースの縮小が可能となる。

表 4.12 に直流送電設備について、電圧毎に比較したものを示す。DC±800kV に比べて、DC±300kV の設備は、布設用地の幅が約 4 分の 1、鉄塔重量が約 2 分の 1 となり、用地取得が容易であることや鉄塔重量減による基礎の縮小など、低電圧化によるメリットがうかがえる。

表 4.12 直流送電設備の電圧毎の比較（目安）

	±300kV	±500kV	±800kV
導体と構造物間の必要最小距離(m)	1.3	3.06	6.81
絶縁ガイシの個数（個）	18	30	48
上記の場合の絶縁ガイシー連の長さ(m)	3.22	5.20	8.17
相間中心距離(m)	6.0	9.3	14.3
布設用地幅(m)※ ※導体の振れ、構造物との離隔、コロナ放電、磁界の影響を考慮	76	138	280
鉄塔高さ(m)	44.3	50.8	61.8
鉄塔の重量(ton)	6,676	8,727	11,570

（出典：CIGRE: Impacts of HVDC Lines on The Economics of HVDC Projects）

➤ 自然環境による影響の低減

超電導ケーブルはケーブル周囲が 2 重の金属管で覆われている。この金属管は接地されており、大地電位にあるため、電氣的に安全性が高い。また、超電導ケーブルは地中もしくは地表に敷設されるため、架空送電線と比較して、落雷や降雨等の自然環境の影響を受けにくい。

架空送電線の場合、平均的な鉄塔の高さは 50m 程度であるが、アマゾン地域に敷設するときは樹木伐採を行わないことから、樹木上の離隔を確保するため、70m～80m の高さの鉄塔を建設する必要がある。鉄塔の高さをかさ上げした分、自然環境による影響を受けやすく、落雷による停電や、強風による鉄塔倒壊のリスクも大きい。したがって、超電導送電を適用することによるメリットは大きい。

リオマデイラの直流送電(Rio Madeira-Araraquara DC600kV, 2,400km)での聴き取りでは、送電停止 1 分あたり 65,000 レアルのペナルティが課せられるとのことであり、送電停止を回避するため、定期的な巡視や点検を十分に実施しているということである。

➤ 環境影響の低減

従来のケーブルの絶縁方式として、絶縁油を用いた油浸ケーブル、および架橋ポリエチレンを用いた XLPE ケーブルがあげられる。油浸ケーブルの場合、絶縁油の漏洩

や、漏洩油への引火など自然環境への悪影響が発生するリスクがある。また、XLPE ケーブルの場合は、絶縁に使用される架橋ポリエチレンがリサイクルできない産業廃棄物として処理される必要があることから、環境負荷が大きくなる。

一方で、超電導ケーブルは、金属、紙、液体窒素とすべてリサイクル可能な材料で構成されており、また液体窒素は漏洩しても環境負荷にならないことから、超電導ケーブルの適用により環境への負の影響の可能性を低減することが可能である。

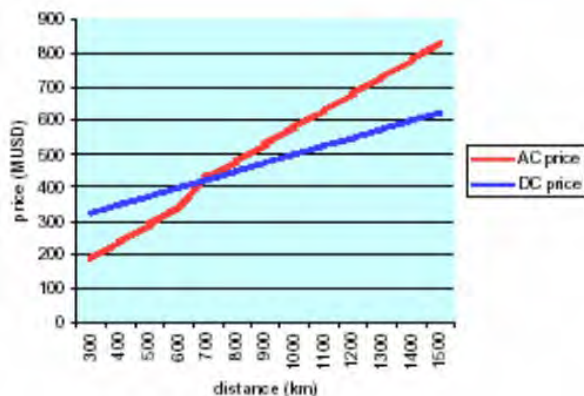
➤ 送電線敷設用地の縮小

超電導ケーブルの周囲が接地された金属管で覆われており、安全性が高いこと、および、ケーブルの電気抵抗がゼロであることから、敷設ルート選択の自由度が高い。(一般的に、送電線ルートは送電損失を低減するために最短ルートを選定することが多い。) よって、道路、橋梁、鉄道線路の側方に敷設が可能である。アマゾン地域に送電線を敷設する場合、既設の道路で既に開かれているルートを利用することにより、送電線用地取得による環境社会影響を最小化することが可能となる。

➤ 建設および運用コスト

超電導送電線の建設コストを架空送電線の建設コストと比較したとき、同一の送電ルートで考えた場合、架空送電線の建設コストのほうが小さくなる。ただし、超電導送電線は、送電ルートの選択にある程度の自由度を持たせることができることと、送電線敷設のための用地が縮小できることから、用地取得に関するコストを低減することが可能である。また、前述のとおり、送電損失を低減することができ、運用コストを低減することが可能である。現状では、入札において、送電損失低減を入札価格に反映することにはなっていないが、今後、送電損失低減によるコスト低減分を入札価格に反映するための検討を行うことが考えられている。

また、直流超電導送電と交流超電導送電の、試算ベースでのコスト比較は以下のとおりである。送電距離が短い場合、直流超電導送電に必要となる変換装置のコストの分、直流超電導送電のコストが大きくなるが、送電距離が長くなると、直流超電導送電が交流超電導送電と比較して送電損失が小さいことより、直流超電導送電のコストが小さくなる。



(出典：調査団作成)

図 4.14 直流超電導送電と交流超電導送電のコスト比較

➤ ローカル系統（独立系統）の接続について

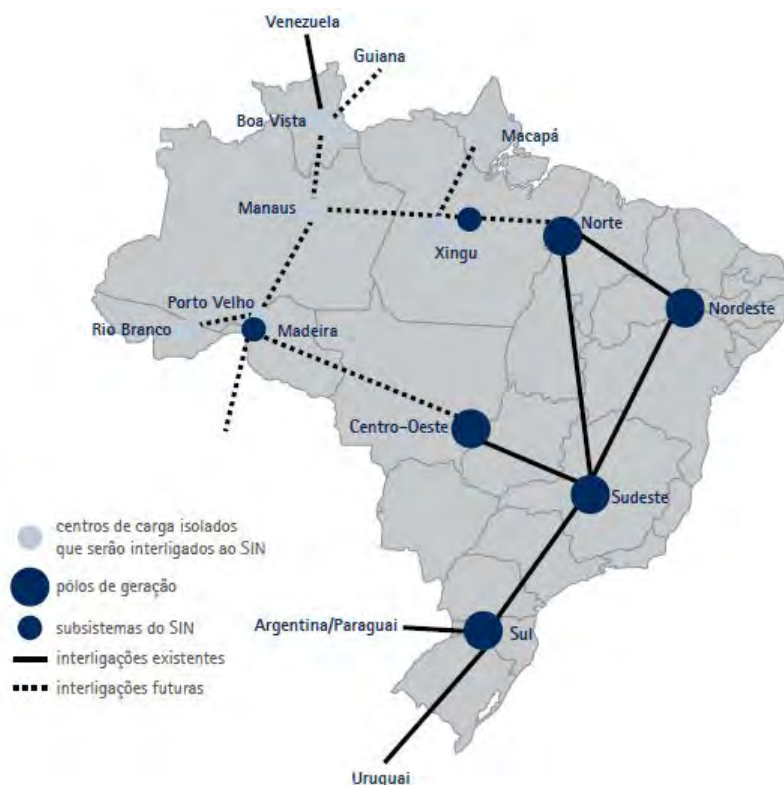
独立系統はその大部分がブ国の北部地域に存在しており、ブ国の電力総消費量の2%超を占める。Acre、Amapa、Amazonas、Rondonia および Roraima の各州は、独立系統により電力供給が行われている。また、Para 州の大部分は全国相互接続系統(SIN)により電力供給がなされているが、一部は独立系統により電力供給が行われている。

これら独立系統における電力需要は、家庭による需要が多くを占めるが、Amazonas 州においては、Manaus 工業地区による工業用の負荷が半分近くを占めている。

これら北部地域での独立系統における電力供給は水力発電と火力発電により行われており、発電設備容量の80%はディーゼル火力発電である。したがって、これら独立系統を全国相互接続系統に接続することができれば、ディーゼル火力発電を削減することが可能となり、気候変動対策としてのインパクトをもたらすことが可能となる。また、電力供給の信頼性の向上にもつながるものである。

アマゾン地域における送電線布設は、森林や河川横断等の技術的な課題を伴うほか、自然環境への負の影響の可能性を慎重に考慮する必要がある。

また、昨今の環境意識の高まりから、長距離送電線の建設は、環境規制面等から、益々、困難となってきており、高効率で環境社会面への負の影響の可能性を低減可能な新たな送電技術として、長距離直流超電導送電技術の活用が期待されている。



(出典：PNE2030)

図 4.15 単独系統の相互接続

前述のとおり、ブ国では、電力需要の増加に対して、今後も水力発電の開発が進められる計画であり、これら水力発電による電力をリオデジャネイロやサンパウロ等の大都市の需要地に送電するため、長距離の直流送電の検討と開発は、今後も行われていく見通しである。また、電力の有効利用の観点から、送電損失の低減についても今後必要性が高まっていくと考えられる。これらを考慮すると、直流超電導送電の導入の必要性は高まるものと考えられる。

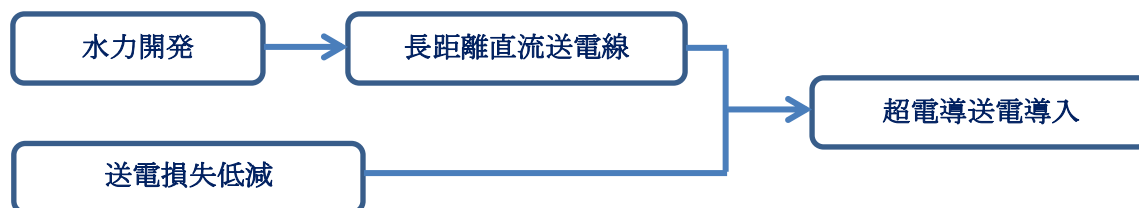


図 4.16 直流超電導送電導入の必要性

(出典：調査団作成)

2,000kmの直流送電線で4,000MWの電力を送電する場合の(Belo Monte-Rio de Janeiro間の直流送電線に相当)、架空送電線と超電導ケーブルとの送電損失を比較すると、概略以下のとおりとなる。

表 4.13 架空線と超電導ケーブルの送電損失比較

	架空送電線	超電導ケーブル
送電損失	5%	1%
送電損失	200MW	52MW ^{*1}
年間送電損失	1,752GWh	450GWh
電気料金換算*2	788 百万リアル	203 百万リアル

*1: 送電損失は冷却装置での損失(冷却装置の動力)を含む

*2: 電気料金換算値 0.45 レアル/kWh (2016年 ANEEL 家庭用料金平均)

(出典：調査団作成)

4.6.2 交流超電導送配電の導入可否

現状、ブ国の大都市においては、需要が増大するとともに、OFケーブルの老朽化に伴い油漏れが発生する等、送配電線ケーブルの取替需要が生じている。

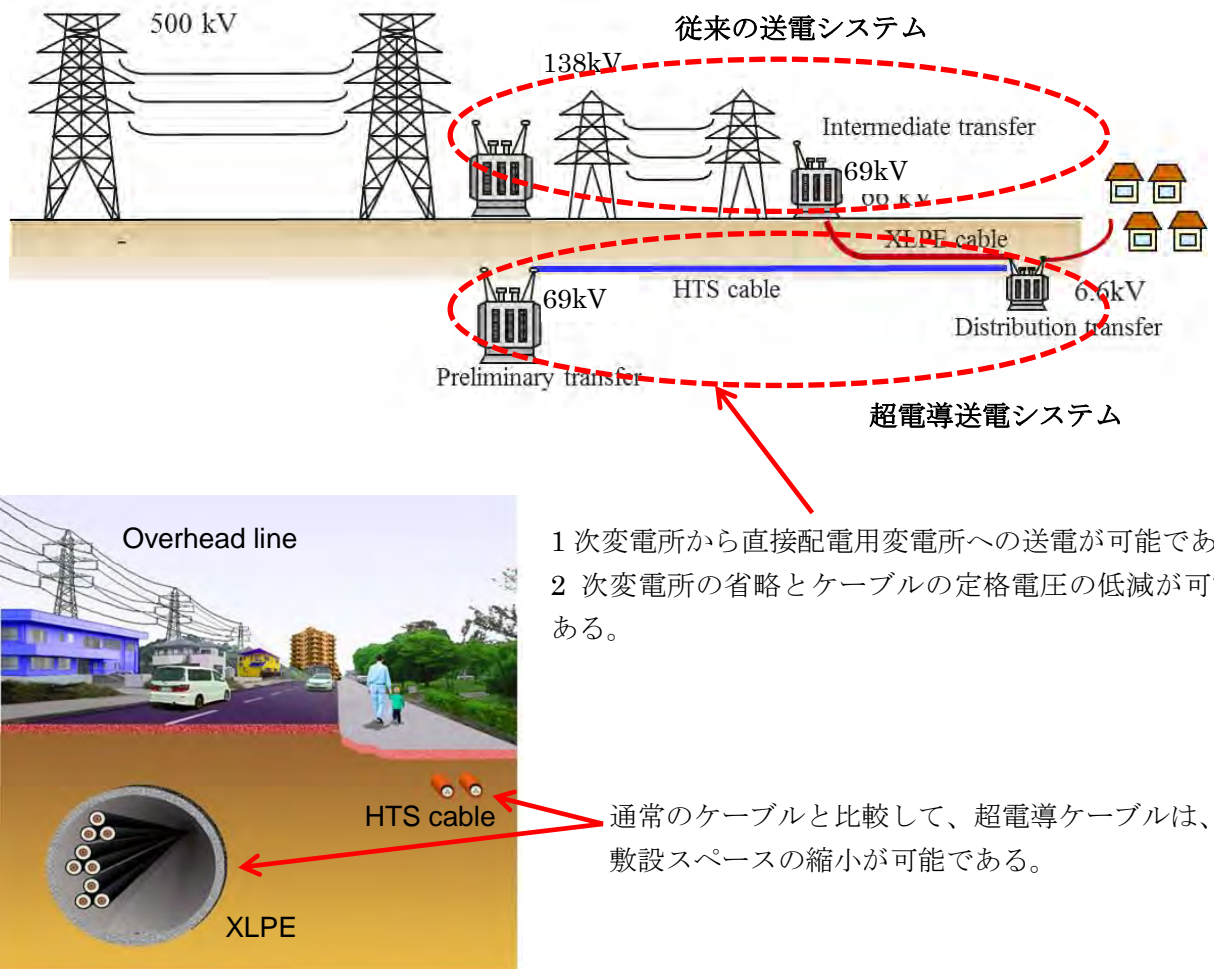
しかしながら、大都市においては住宅地の開発が進んでおり、布設スペースの制約面などから、市街地の変電所に送配電するための送配電線ルートの確保が非常に難しくなっている。

このため、図 4.17 に示すように、現状のケーブルより少ないスペースで電力輸送が可能であり、また、例えば、必要な電力を154kVからより低い66kVで送電でき、都市部にある中間変電所も省略できる交流超電導送配電の適用について期待が持たれている。

また、都市部および都市近郊は、電力需要の増加により、送電線容量の増加が必要となっている。送電線容量の増加のためには、送電線導体の電流容量を増加させる、すなわち送電線導体サイズの増加を行う方法と、新規に送電線を建設する方法がある。なお、送電線導体サイズの増加を行う場合、送電線導体重量が増加することにより、送電鉄塔への荷重が増加するため、送電線鉄塔の強度向上が必要となり、送電線鉄塔の建て替えが必要となる。

したがって、どちらの方法においても、送電線建設のための用地が新たに必要になるため、この送電線用地の取得が問題となる。

都市部エリアの拡大および住宅地エリアの拡大により、新たな送電線用地の確保が困難となっており、この傾向は大都市において顕著である。上記 4.6.1 で述べた直流超電導送電の利点のうち、機器の低電圧化、自然環境による影響低減、環境への負荷の低減、送電線施設に伴う取得用地縮小の項目は交流超電導送電にもあてはまる。



(出典：調査団作成)

図 4.17 従来の送電システムと超電導送電システムの比較

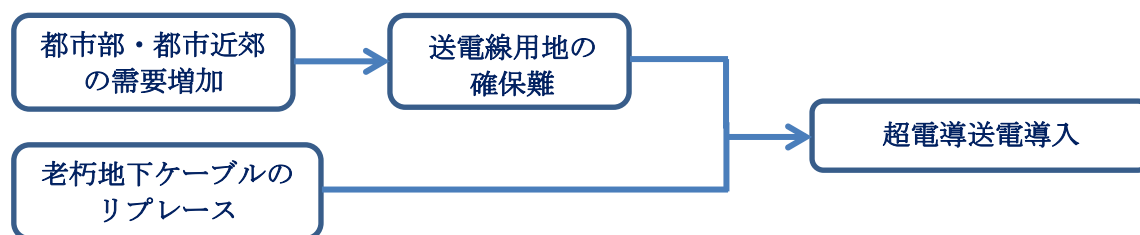
従来の送電線システムにおいては、発電所からの長距離超高圧送電線（500kV など）が1次変電所に接続され、そこから1段階電圧の低い送電線が都市部の変電所（2次変電所）に接続される。更にその変電所から、架空送配電線や地下ケーブルにより、配電用変電所を経て需要家に配電されている。

一方、交流超電導送電の場合、1次変電所から超電導ケーブルにより直接配電用変電所まで送電することが可能であり、都市部または都市部近郊の2次変電所を省略することが可能となる。また、従来の送電線システムで問題となっている、都市部または都市部近郊の2次変電所までの送電線敷設用地の確保、および2次変電所から配電用変電所までの送配電線用地の確保についても、超電導ケーブルの敷設スペースは、従来の送電線や地下ケーブルと比較して縮小することが可能であることから、比較的容易になると考えられる。

これら都市部並びに都市部近郊における送電線用地確保の困難は、Porto Alegre、Sao Paulo、Santos、Rio de Janeiro、Belo Horizonte、Salvador、Belem、Manaus などにおいて生じている。

また、サンパウロ等の大都市については、以前に地中敷設された油絶縁ケーブルの老朽劣化に伴い、油漏れなどの不具合が発生している。これら老朽劣化した油絶縁ケーブルの取替の必要性が高まっており、この取替において超電導ケーブルを適用した場合、取替に要するスペースの縮小と同時に送電容量の増加を同時にはかることが可能である。

以上のことから、ブ国においては、長距離の直流送電に対してのみではなく、短中距離の交流送電に対しても、超電導送電の必要性があるということが出来る。都市部および都市近郊の電力需要増加に対する送電線の増強、ならびに、老朽劣化したケーブルのリプレースなど、喫緊の課題への対応ということを考慮すると、交流超電導送配電の導入の必要性およびニーズは高いと考えられる。



（出典：調査団作成）

図 4.18 交流超電導送配電導入の必要性

図 4.17 に示す送電システムにおいて、送電距離 20km の市街地敷設送電線の概略検討結果は以下のとおりとなる。送電損失は約 3 分の 1 になると想定される。

表 4.14 20km 市街地敷設送電線の概略検討結果

	従来型送電システム		超電導送電システム	
	架空送電線	地下ケーブル	超電導ケーブル	
送電容量	350 MW	350 MW	350 MW	
電圧	154 kV	66 kV	66 kV	
導体	610 mm ²	2000 mm ²	HTS tape	
電線径	31.5 mm	99.2 mm	140 mm	
抵抗値 (50 Hz)	62.1 mΩ/km	15.3 mΩ/km	---	
電流	660 A x 2	1,000 A x 3	3,000 A	
送電損失(km あたり)	162 kW/km	137 kW/km	AC	0.5 kW/km
			Cryo	1.5 kW/km
全損失 (20 km)	1.6 MW /10km	1.4 MW /10km	Cable	0.06 MW
	3.0 MW		Ref.	0.9 MW

(出典：調査団作成)

4.7 直流、交流超電導送電導入において考慮すべき事項

4.7.1 系統運用、系統保護

ブ国における直流送電システムは、

- ・ 送電容量が 4,000MW 以上であり、大容量であること
- ・ 大規模水力発電所と大需要地を連系する基幹系統であること

から、装置異常による送電システム停止時に系統に与える影響が大きいこと、制御・保護システムには高い信頼度が要求される。したがって、装置の単一異常によりシステム停止に至らないようにすることが必要である。

1) 超電導ケーブル

a) ケーブルの絶縁性能

ケーブルは所要の絶縁性能を有する必要がある。開閉インパルス、短時間 AC 電圧 (数サイクル程度) に対する絶縁性能を持つ必要がある。これらは国際規格等にもとづき実施されるものであるが、超電導ケーブルに関しては、現時点では規格が定められていない状況にある。したがって、超電導ケーブルについては、その絶縁構造の詳細検討の後に、モデルケーブルを用いた破壊試験等で所要の絶縁性能を検討することが求められる。

また、直流ケーブルの絶縁特性では、特に直流電圧に逆極性のサージ性過電圧が重畳した場合、それまでに課電されていた直流電圧が影響して、ケーブル絶縁体に侵入したサージ性過電圧以上の内部ストレスが加わることを考慮しなければならない。この直流電圧の影響度を示す係数として、バーダー係数というものがあり、これについても、モデルケーブルによる試験等で検討を行う必要がある。日本での直流送電プロジェクトにおいては、80%程度という結果が得られたものもある。

b) ケーブルの断熱性能

超電導ケーブルは、超電導状態を維持するため、 $-190\sim-200^{\circ}\text{C}$ に冷却する必要があり、外部からの熱の侵入を防止するための断熱構造が重要となる。ケーブル外層に真空層を設けた真空断熱が一般に適用されているが、真空層の断熱特性が良くなければ、外部からの熱の侵入量が増加し、冷却効率が著しく低下する。したがって、超電導ケーブルを長距離敷設する場合、ケーブルの断熱構造と性能について、検討を行う必要がある。

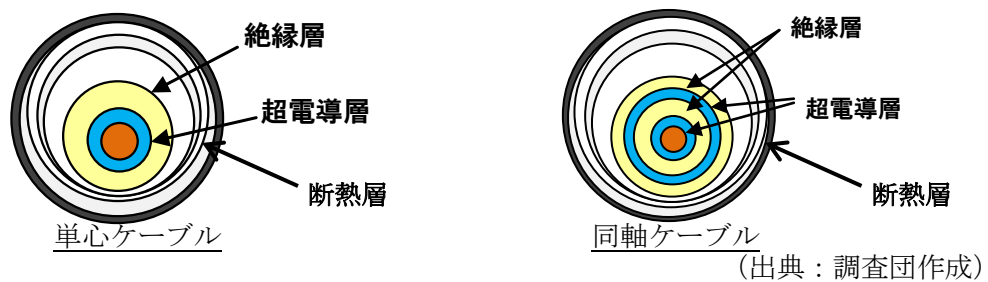


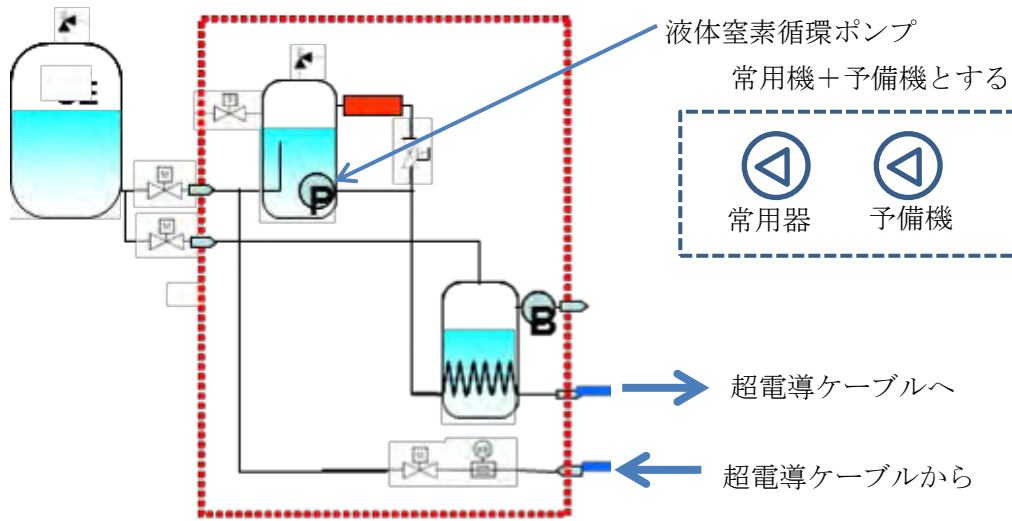
図 4.19 直流超電導ケーブルの構造

2) 冷却装置

c) 冷却装置のシステム構成

前述のとおり、超電導ケーブルは、超電導状態を維持するため、 $-190\sim-200^{\circ}\text{C}$ に冷却する必要がある。冷却には、冷媒のコスト等を考慮して液体窒素（沸点 $77\text{K} = -196^{\circ}\text{C}$ ）が使用され、冷却装置はこの液体窒素を超電導ケーブル内に循環させ、冷却を行うものである。冷却装置の停止は超電導送電システムの停止につながるため、冷却装置の信頼性について確保する必要がある。

最初に述べたとおり、冷却装置構成機器の単一の異常で冷却装置全体が停止しないようにすることが必要であり、このため、構成機器それぞれに冗長性を持たせることが、信頼性向上の対策として考えられる。具体的には、液体窒素の循環ポンプ等に予備機を設けることなどが対策として考えられる。

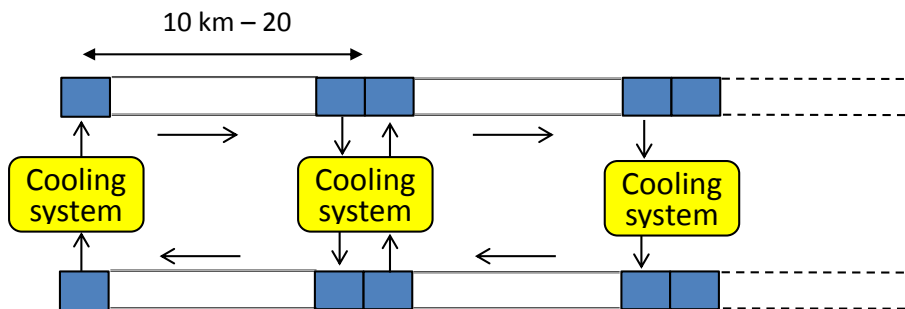


(出典：調査団作成)

図 4.20 冷却装置のシステム構成例

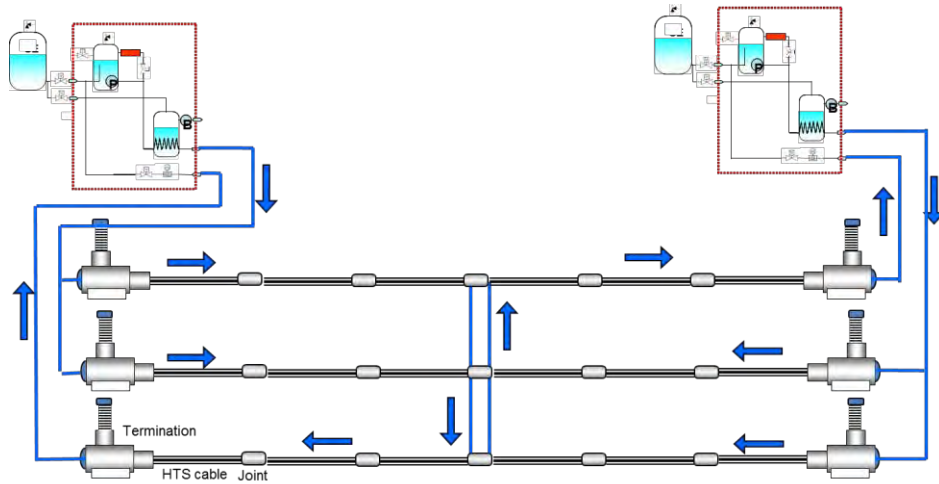
d) 液体窒素の循環方法

超電導ケーブルを長距離にわたり敷設する場合、冷却装置は複数配置される必要があり、これらは超電導ケーブルに沿って一定間隔で配置される。複数の冷却装置による液体窒素の循環方法について検討する必要があるが、これは、適用される超電導ケーブルのタイプ（単心ケーブル／同軸ケーブル、3相一括など）および送電システムの構成の選定後に検討されるものである。



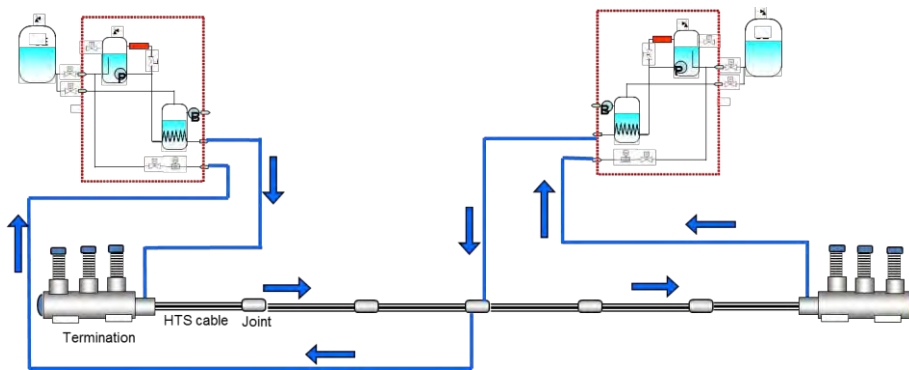
(出典：調査団作成)

図 4.21 液体窒素の循環構成



(出典：調査団作成)

図 4.22 交流超電導ケーブルの液体窒素循環方式



(出典：調査団作成)

図 4.23 直流超電導ケーブルの液体窒素循環方式

e) 冷却装置の監視制御

前述のとおり、冷却装置の停止は送電システムの停止につながるほか、冷却装置が停止した状態で送電システムの運転を継続する場合、重大な設備損傷を引き起こす可能性があるため、冷却装置の健全性は常時監視される必要がある。各冷却装置の必要な情報を制御個所に伝送することが考えられるが、具体的な監視項目については、冷却装置の構成が決まった後に検討されるものである。

また、構成機器の常用機と予備機の切り替え等、冷却装置の遠隔制御が必要になることも考えられる。この具体的な項目についても、冷却装置の構成が決まった後に検討が必要である。

f) 冷却装置への電源供給

冷却装置への電源供給については、外部電源からの供給、または分散電源からの供給が考えられるが、電源供給の信頼性および設備の簡素化等を勘案して、外部電源からの供給とすることが適当である。前項で述べたとおり、冷却装置は常時監視が必要であると考えられるため、状態監視のための情報伝送ケーブルが必要であり、これにあわせて電源供給ケーブルを敷設する。外部電源からの供給距離等については、冷却装置の設備容量の選定後に検討を行う。

3) 変換装置

長距離直流送電は、大容量で、かつ基幹系統に連系される送電線に適用されるため、変換器の停止は系統に与える影響が大きい。よって、制御、保護システムには高い信頼性が求められる。したがって、制御、保護システムの構成については、以下の事項に配慮する必要がある。

- ・ 装置の単一異常によりシステム停止とならないこと
- ・ 2重の装置異常でも双極停止には至らないこと
- ・ 装置の単一異常により停止する制御・保護装置の範囲を少なくする
- ・ 上記の信頼性を維持したうえで、シンプルな構成として保守性に優れること

また、変換装置の基本的な運転、保護方式については以下のとおりである。

a) 制御方式

直流送電システムの基本制御には、定電力制御(APR)、定電流制御(ACR)、定電圧制御(AVR)、定余裕角制御(AγR)がある。その機能概要は表 4.15 のとおりである。

表 4.15 基本制御方式の機能概要

制御方式	機能概要
定電力制御(APR)	直流送電電力を一定に保つように制御を行う。交流電圧変動等による直流電圧または直流電流の変化による直流送電電力変化を検出して、直流電流指令値の補正を行う。
定電流制御(ACR)	直流電流を一定に保つように制御を行う。常時は順変換器側のみで ACR 制御が行われ、逆変換器側の制御目標値は、順変換器側の制御にしたがい決定される。
定電圧制御(AVR)	順変換器側の直流電圧を一定に保つように制御を行う。常時は逆変換器側が動作する。
定余裕角制御 (AγR)	転流失敗を防止するため、転流余裕角がサイリスタバルブの特性から決まる規定値以下とならないよう制御を行う。

(出典：調査団作成)

b) 双極協調制御方式

直流送電システムに、変換器の双極構成が適用される場合、双極で協調を取りながら運転される必要がある。双極協調制御方式の主な機能概要は表 4.16 のとおりである。

表 4.16 双極協調制御方式の主な機能概要

制御機能	機能概要
電力配分機能	運転制御装置から出力される電力指令値と系統制御装置から出力される電力補正值を合計し、各極の運転状態に応じて極ごとの電力指令値に配分を行う。
電力逆相機能	最小運転電力設定値以下でも運転ができるように、I 極と II 極の潮流方向を変えて運転を行う。
潮流反転機能	各変換器の運転モードの切り替え(順変換/逆変換)指令を行い、潮流反転を行う。

(出典：調査団作成)

c) 保護継電方式

変換所保護装置の主な保護継電方式は表 4.17 のとおりである。

表 4.17 変換所保護装置の保護継電方式

		事故・異常現象	保護継電方式
極保護装置	直流側	直流回路の地絡・短絡	貯留不足電圧、直流過電流、直流差電流、交流電流と直流電流の差動
		制御系異常	直流過電圧、商用周波混入、直流不足電流など
	交流側	交流地絡・短絡	交流不足電圧、交流過電圧
		周波数異常	過周波数、不足周波数
群保護装置	変換器	アーム短絡	交流電流と直流電流の差動
		バルブ交流側地絡・短絡	
		転流失敗	直流過電流+交流不足電圧
		フローティング中の変圧器直流巻線地絡	地絡過電圧

(出典：調査団作成)

4.7.2 環境への影響

1) 法制度の枠組み

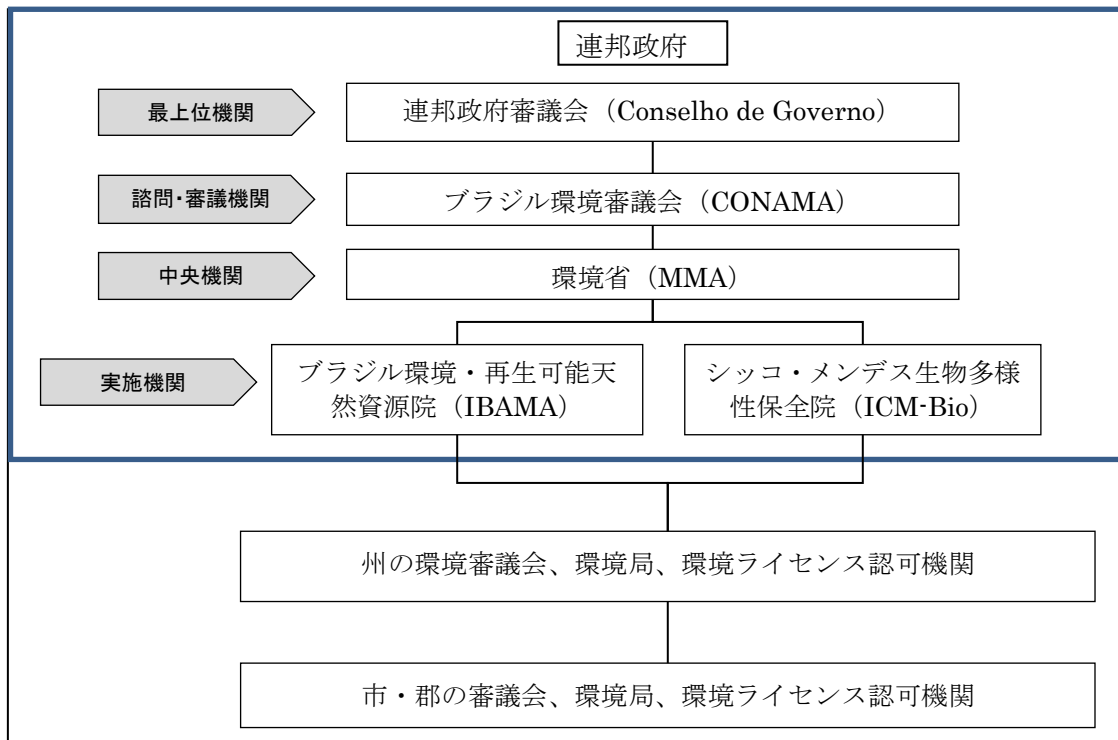
a) ブ国の環境政策と環境法

ブ国の現行の環境政策の基本となっているのは、1981年制定された「国家環境政策、その目的、定義及び実施のメカニズムに関する1981年8月31日付法律6.938」である。その目的は、社会経済発展、国家安全保障及び人命の尊厳保護を確保するために、環境の質を保全、向上、回復が述べられている。その後、1988年制定された憲法において環境についての章が設けられ、環境が国民の共有財産であり健全な生活に不可欠と述べられている。同章では、自然環境保全について、「すべての連邦の単位（連邦、州、市郡）において、特に保全されるべき土地とその生態を指定し、それらの地域の変更および環境影響は法令によってのみ許可される」、また、「アマゾン熱帯雨林（Floresta Amazônia）、大西洋海岸林（Mata Atlantica）、ブ国南東部の山脈（Serra do Mar）、マツグロソ低湿地帯（Pantanal Mato-Grossense）、沿岸部（Zona Costeira）のような国家資産となる自然資源の利用については、法規則に沿って、自然資源の持続可能な利用も含めた環境保全を確保しなければならない。」と述べられている。

国家環境政策の法律6.938において、ブ国の環境政策及び法規制の実施に係る枠組みとして、国家環境制度（SISNAMA: Sistema Nacional do Meio Ambiente）が制定された。SISNAMAには、連邦政府、州政府、市・郡政府の各レベルの環境担当の行政機関あるいは財団法人組織が含まれ、これらの組織が相互に連携、補完しつつ、国家環境プログラムを実施するシステムである。SISNAMAは、連邦政府審議会（Conselho de Governo）を最上位機関とし、その下に環境改善・保護に関する法令の審議・環境政策の策定を行う諮問・審議機関としてブラジル環境審議会（CONAMA: Conselho Nacional do Meio Ambiente）、中央機関としての環境省（MMA: Ministério do Meio Ambiente）、実施機関として、開発事業における環境面での許認可を担当するブラジル環境・再生可能天然資源院（IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis）、そして、2007年にIBAMAから一部分離独立した機関で連邦政府の保護区制定・管理を管轄するシッコ・メンデス生物多様性院（ICM-Bio: Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade）、対象事業において、環境規制を実施する州政府の環境担当機関、地元機関として市・郡（cidades/municípios）レベルの環境担当機関というように示されている。

CONAMAは、国家の環境政策の実施のための規則・基準の策定等を行っている。SISNAMAにおいて連邦政府レベルの審議機関として、環境大臣が長を務め、環境省事務次官が事務局長となり、本会議、環境政策委員会、アドバイザーグループ、技術審議会、ワーキンググループから構成され、環境政策を検討し、決定する機関である。審議会メンバーは、連邦政府機関は、IBAMAや国家水資源局（ANA: Agência Nacional de Águas）をはじめとして、その他の省庁からの代表者、各州政府や連邦政府直轄区の代表者、市・郡政府機関の代表者8名、労働者組織、市民組織からの代表者22名、企業組織から8名、その他、本会議で指名されたメンバー等となっている。

連邦共和国の政治体制をとっているブ国では、連邦政府レベル、州政府レベル及び市・郡レベルにおいて、それぞれ環境担当機関や組織がある。基本的に各地域の環境問題については、当該地域の担当機関で対応することになるが、国家的見地から対応すべき事項については連邦政府レベルにおいても審議されることとなる。



(出典：法令 Lei No. 6938 より作成)

表 4.18 国家環境制度 (SISNAMA)

b) 送電線建設事業における環境認可

開発事業における環境許認可の細則については CONAMA 決議によって定められている。事業実施に本調査で対象となる送電事業の環境許認可に関し、主に参照されるべき環境関連の法令は下表とおりである。1986 年の CONAMA の決議 (Resolution) NO.1 では、開発事業において環境認可 (ライセンス) の取得および環境影響評価報告書 (RIMA: Relatório de Impacto Ambiental)が求められている。同決議によると、原住民の土地、あるいは、連邦政府の環境保護区に関係する事業、あるいは、230kV 以上の送電線の建設事業については、環境影響評価報告書を作成し、州政府の環境認可担当機関と連邦政府の IBAMA の両機関の承認が得ることが必要とされている。

CONAMA 決議 NO.237 は、環境ライセンス取得が必要な事業が示されており、その中に送電線建設事業があげられているため、環境ライセンスの取得は必須となっており、そのうち、2州以上を跨る事業は、連邦政府機関である IBAMA の承

認が必要となっている。したがって、長距離送電線で 2 州以上を通過する場合には、州政府の環境担当機関の他、IBAMA の承認を得る必要があり、1 州内のみで 230kv 未満の送電線建設については、対象事業が位置する各州の環境認可（環境ライセンス）による許可のみでよいと解釈される。

表 4.19 参照すべき主な環境法令

日付 (日/月/年)	法規則 NO.	内容
環境政策一般		
31/08/1981	Lei No.6.938	連邦法 環境政策 (Política Nacional do Meio Ambiente)、国家環境制度 (Systema Nacional do Meio Ambiente)、国家環境審議会(Conselho Nacional do Meio Ambiente)、国家環境政策の手段等
12/02/1998	Lei No.9.605	連邦法 環境犯罪法 (Lei de Crimes Ambientais)
18/07/2000	Lei No.9.985	連邦法 国家保護地域制度(Sistema Nacional de Unidades de Conservação)の制定
22/08/2002	Decreto No. 4.340	連邦指令 国家保護地域制度の制定の細則
環境ライセンスと環境影響評価 (EIA)		
23/01/1986	Resolução No. No.1	CONAMA 決議 環境ライセンスの規則と手続き、環境影響評価スタディの基本的基準と一般的指示
19/12/1997	Resolução No.237	CONAMA 決議 連邦、州、市郡の環境ライセンスについての権限、環境ライセンスを求められる活動リスト、環境影響評価スタディと環境影響報告書
27/06/2001	Resolução No.279	CONAMA決議 小規模な環境影響がありうる電力事業の簡易化した環境ライセンスの手続き
08/12/2011	Lei Complementar No.140	連邦法 補足 連邦憲法で述べられている連邦、州、市・郡で協力して行う環境保全の事項、共通する権限について補足。
26/10/2011	Portaria No.421	鉱山エネルギー省 省令 送電線に関する環境影響評価について詳細を定義
各分野の関連法令の例		
3/1/1967	Lei No.5197	連邦法 動物保護法
12/05/2012	Lei No.12.651	連邦法 植生の保護に関する法令 (Código Florestal)
22/12/2006	Lei No.1.428	連邦法 太平洋海岸林 (Mata Atlântica) に関する法令
25/1937	Lei No. 25.1937	連邦法 歴史的遺産と国家芸術品の保護

環境ライセンスの取得に必要な環境影響評価は、前述したように 230kV 以上、あるいは、2 州以上を通過する送電線事業は環境影響評価スタディ/環境影響評価報告書 (Estudo de Impacto Ambiental/RIMA) が必要とされているが、それ以外の州政府の環境認可に必要な報告書は、州政府によって様々である。基本的には連邦レベルの規定に従って、州環境当局と事業者との協議により決定されることになるが、州の環境影響評価に関する規定により、簡易環境影響評価 (RAS:Relatório Ambiental Simplificado あるいは RAP: Relatório Ambiental Preliminar) が求められて

いる場合もある。

環境ライセンスは、下記に示すとおり、事業段階別に 3 回取得することが求められている。Eletrobras や EPE 等の政府機関からのヒアリングによる情報では、下記のライセンス取得のうち、担当機関の承認まで最も時間を要する傾向があるのは、事業実施時の環境ライセンス取得といわれている。

- LP: Licença Prévia 事前許可。事業計画段階の環境ライセンス
- LI: Licença de Instalação 設置(建設)許可。事業建設段階の環境ライセンス
- LO: Licença de Operação 操業許可。事業施設運用段階の環境ライセンス

c) 自然環境に対する法規制

ブ国においては、自然環境の保護区を制定する基本政策として、ブラジル国家保護地域制度 (SNUC : Systema Nacional Unidade de Conservação) が法令 9,985/00 で定められている。保護区地域の区分は下表のとおり「統合的保護地域」と「持続可能な利用地域」の 2 つに大別されたグループに分かれている。SNUC は、連邦、州、市・郡で下表の区分で制定された保護区から構成される。統合的保全地域については、原則として研究目的などの間接的な利用のみに限定されており、持続可能な利用地域については、一定の規則のもとで自然資源の持続的利用が許可されている。

表 4.20 ブ国の保護地域区分

I. 統合的保護地域(Unidades de Proteção Integral)
1. 生物ステーション(Estação Biológica)
2. 生物保護区(Reserva Biológica)
3. 国立公園 (Parque Nacional)、州立公園 (Parque Estadual)、市立/郡立公園 (Parque Municipal)
4. 自然モニュメント (Monumento Natural)
5. 野生生物避難地域 (Refúgio de Vida Silvestre)
II. 持続可能な利用地域 (Unidades de Uso Sustentável)
1. 環境保護区 (Área de Proteção Ambiental)
2. 生態関連関心地域 (Área de Relevante Interesse Ecológico)
3. 国有林(Floresta Nacional)、州有林 (Floresta Estadual)、市有/郡有林 (Floresta Municipal)
4. 自然採取保護区(Reserva Extrativista)
5. 動物相保護区(Reserva de Fauna)
6. 持続可能な開発保護区(Reserva de Desenvolvimento Sustentável)
7. 民有保護区(Reserva Particular do Patrimônio Natural)

(出典 : Lei No.9.985)

d) 用地取得と少数民族への配慮

事業予定地の用地取得の際には、その用地の所有、管轄、用途によって、連邦、州政府、市・郡政府が各レベルで土地関連の法令に従うこととなり、関係機関もそれぞれ異なる。連邦政府の土地であれば、法令 9636/9 の連邦政府の土地に関する法令、州政府所有地であれば、各州政府の法令、都市部の土地であれば、連邦の土地関連の法令、市の法令や市民規約を参照される。

例えば、連邦政府の管轄の土地については、都市部の連邦政府所有の土地であ

れば、連邦資産局(SPU: Secretaria do Patrimônio da União)、農村部の連邦の土地の場合、農業開発省および入植・農業改革院 (INCRA: Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária)、原住民であるインディオの土地の場合は、国立インディオ財団 (FUNAI: Fundação Nacional do Índio)、キロンボ (Quilombo) と呼ばれるブ国植民地時代の逃亡黒人奴隷で形成されたコミュニティの土地(キロンボーラ Quilombola)の場合は、同じく INCRA とパルマレス文化財団 (Fundação Cultural Palmares)、遺跡サイトとの関連がある場合は、国家歴史遺産院(IPHAN : Instituto do Patrimônio Histórico Aritístico Nacional)が管轄となり、対象地の特徴によって、管轄となる関係機関が多岐にわたる。長距離送電線建設事業の場合、用地取得対象地がこうした様々なタイプの土地を通る可能性がある。

なお、ブ国では、都市省(Ministério das Cidades)が2013年に策定した省令(No.317)でブ国政府のインフラ投資計画である「成長加速プログラム (PAC : Programa de Aceleração do Crecimento)」の実施における住民移転に関する対策・手続きとして策定されている。それまでは、このように連邦レベルで統一した法令や規定はなく、各ケース別に対処してきた。

e) 新技術導入の際の環境影響への検討

また、電力セクターの事業については、国家電力庁および鉱山エネルギー省が所管しており、超電導送電のような新技術に係る環境への影響に関しては、これらの組織の担当部署の協力を得つつ、技術的な見地からの環境影響評価につき、検討されることになる。

超電導送電では、電気設備の他、極低温設備、高圧ガス設備が設置されるため、これらの機器について、また、布設場所(鉄道、道路に沿って布設する場合等)・布設方法(地上、地下)によって関連する規制等、既存の環境規制・基準を確認する必要がある。

2) 送電線事業における環境社会配慮の課題

a) 既存の都市近郊の交流送電線建設事業に係る課題

基本的に都市部は地価が高いことや用地取得が非常に困難になってきていることから、通常の送電線よりも大容量で送電可能で用地取得が少なく、送電線の離隔幅の設定も狭くなりうる超電導送電線の環境社会配慮上のメリットは大きくなることが予測される。より具体的には、対象となる事業地の状況で検証されることとなる。

b) 既存の長距離高圧直流送電線建設事業に係る課題

アマゾン地域に新規建設した直近に完成した事業(ケース1:「Porto Velho – Araraquara 600kV の高圧直流送電事業(No.1)」)、あるいは、現在建設中事業における環境影響評価報告のレビュー(ケース2:「Xingu～Estreito 間 800kV 直流送電

線建設事業」²⁾からは、ブ国の長距離送電線建設事業における環境社会配慮で特に留意されるべき点として、以下の点がある。

- 自然環境面で最も影響の可能性が懸念されるのは森林が密集し、動植物相が多様なアマゾン地域である。工事時のみならず、運用期間も念頭にした長期の自然環境への影響については詳細な分析が求められる。
- 社会面では、伝統的なインディオやキロンボのコミュニティの近隣を通過する場合に必要な配慮の検討が求められている。また、アマゾンの奥地のような未踏の地については、工事に入って初めて判明する遺跡・遺産等の可能性もある。

ケース 1 「Porto Velho – Araraquara 600kV の高圧直流送電事業 (No.1)」

本事業は、Rondônia 州に新規建設された Girau 水力発電所 (設備容量 3,750MW) および Santo Antônio 水力発電所 (設備容量 3,150MW) で発電した電力を São Paulo 州へ供給するため、Rondônia 州の Porto Velho から São Paulo 州 Araraquara 2 変電所へ 2,369km に及ぶ長距離の 600kV の高圧直流送電線を建設したものである。工事開始は 2009 年、運用開始は 2015 年 3 月である。主な設備内容な下表のとおりである。

表 4.21 Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の設備概要

項目	概要
事業者	IE Madeira S.A.
送電電圧	直流 600kV 最大電力量 3,150MW
送電線敷設距離とルート	2,369km (Rondonia 州 Porto Velho～São Paulo 州 Araraquara) 5 州 (Rondônia 州、Mato Grosso 州、Goiás 州、Minas Gerais 州、São Paulo 州)、87 市・郡を通る。
直流⇄交流変換設備	Porto Velho 変電所に交流／直流の変換器 2 x 400MW を設置 Araraquara 2 変電所に直流／交流の変換器を設置
鉄塔	高さ 27m～58m の自立鉄塔 (計画 1,000) および支線付鉄柱 (計画 4,000)
用地	送電線：離隔幅 79m 鉄塔：自立鉄塔: 平均 1,600m ² (40m x 40m)、支線付鉄柱: 平均 3,000m ² (60m x 50m)

(出典： IE Madeira S.A. “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão 600kV Corrente Contínua Coletora Porto Velho – Araraquara 2 No.1” 2011.)

²⁾ 本報告書の他の箇所では、「Xingu～Terminal Rio 間 800kV 直流送電線建設事業」について参照されているが、工事時点の環境評価報告書について、この事業についてはまだ公表されていない。同じように Belomonte 水力発電所から南東部へ建設されるもう 1 つの送電線「Xingu～Estreito 間の 800kV の送電線事業」については、すでに建設時の環境評価報告書が公表されており、この送電線の経路は Xingu～Terminal Rio 間とほぼ同じ州を通過しており、状況はある程度類似していることから環境影響の考察については、「Xingu～Estreito 間の 800kV の送電線事業」の方をとりあげた。

✓ 環境影響評価での主な課題

本事業計画時の環境影響評価における課題は以下のとおり指摘されていた。送電経路は 3 つの代替案を比較検討し、環境社会影響が相対的に小さいと判断された案が選択された。

【自然環境】

環境影響評価で課題としてあげられている内容は下表のとおりとなり、自然環境への影響は、主に建設時に関する事項が指摘されている。

本事業の送電線の経路は、ブ国のバイオーム（生物群系）の区分のうち、アマゾン（熱帯雨林）、セラード（サバンナ気候の低木林）、大西洋海岸林（熱帯降雨林、熱帯季節林、マングローブ、沿岸灌木林等から構成される）の 3 地域を通過する。自然環境への影響が最も大きいのは、森林が密集しているアマゾン地域である。

送電線経路のうち、15 か所の保護区の近く、あるいは、保護区の一部を通過している。15 か所の保護区の内訳は、連邦保護区 3 か所（国有林、生物保護区、国立公園）、州保護区 6 か所（州立公園、環境保護区）、市・郡保護区（市あるいは郡立公園、環境保護区）、および民有保護区 2 か所となっている。そのうち、送電線は 4 か所の市郡、州の保護区の一部、通過距離は合計 22.1Km である。残りの 11 か所との保護区と送電線経路との距離で最も近い箇所が 0.3km、最も遠い箇所が 9.9km 離れたと位置を通過している。

表 4.22 Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の自然環境影響の課題と対応策

課題		時期		内容	対応策の提案
		建設時	運用時		
植物相	植生の損失	✓		送電線の離隔幅、鉄塔の設置場所、変換所において、既存の植物を伐採する必要あり。最も影響が大きいのはアマゾン地域。送電線の通過ルートのうち、森林が密集する地域では、6~10mの幅で、植物が少ない地域では3~5m幅で既存の植物のクリアランスが必要。鉄塔は、1鉄塔あたり、平均1,600m ² ~3,000m ² の面積で植生が失われる。	植生のモニタリングおよび植物保全、環境影響回復のプログラム
	動物の生息の変化	✓		送電線は多様な種類の生物が生息している地域を通過する。種の保存のため、食糧を探すための移動経路を遮断する可能性あり。特に森林が密集しているアマゾン地域において影響が考えられる。セラードや大西洋海岸林地域については、さほど植生が密集しておらず、動物も移動に慣れているため、影響はより少ない。大西洋森林地域においては、一部の経路ですでに伐採されている地域を通過する。	動物相モニタリング、動物相の救出と管理、動物の事故の予防、環境影響回復のプログラム
	動物への脅威	✓		送電線建設に伴う植生の損失や工事機材の搬入や工事労働者の往来によって、動物の移動が発生。ひいては、多様な生物の種の個体数の減少につながる可能性がある。	建設の環境計画、動物相のモニタリング、救出と管理プログラム
動物相	動物の事故リスク	✓		工事中に動物が溝に落ちたり、轢かれたりして、死亡に至る場合もある。	動物相のモニタリング、建設の環境計画、環境教育プログラム、建設労働者向け環境教育サブプログラム、動物の事故予防プログラム
公害	土壌浸食の誘発	✓		送電線の建設植生の損失により、浸食に脆弱になる可能性がある。	土壌侵食の予防・抑制プログラム、環境影響回復プログラム、建設環境計画

(出典： IE Madeira S.A. “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão 600kV Corrente Contínua Coletora Porto Velho – Araraquara 2 No.1” 2011.)

【社会環境】

本事業に住民移転は伴わない。社会環境への影響についても自然環境への影響と同様、ほとんど建設時の課題である。鉱山開発活動、遺跡サイト、近隣のキロンボやインディオのコミュニティへの影響を確認すること等が示されている。

歴史的、文化的遺跡サイトについては、環境影響評価のスタディを行う前に、送電線が通過する市・郡には遺跡が 621 カ所あったといわれている。ここでいう「遺跡」とは、古い時代の人々の居住地跡、骨や石でできた生活道具、墓の跡、等である。対象地域のうち、そのような遺跡がもっとも数が多いのは Mato Grosso 州で 304 カ所、次に Rondônia 州で 228 カ所、Goiás 州 67 カ所と続いており、アマゾン、パンタナル地域に集中している。環境影響評価実施中にさらに 15 カ所の新しい遺跡サイトが見つかっているが、報告書によると、送電線ルートのうち、アクセス可能でない地域があるため、今後、建設中に新しいサイトが発見される可能性があるとしている。同報告書によると、送電線経路の近くにある既存の遺跡サイトは 8 か所特定されており、うち 6 か所については、数千年前にさかのぼる遺跡で、2 か所は比較的近年であると報告されている。

表 4.23 Porto Velho – Araraquara 間 600kV 直流送電線事業 (No.1) の社会環境影響の課題と対応策

課題		時期		内容	対応策の提案
		建設時	運用時		
経済活動	鉱山開発へ影響	✓		送電線は、鉱物が埋蔵されるとみられる 197 の地域を通過する。そのうちいくつかは、鉱山開発事業のコンセッションがすでに供与されている。これらの地域に送電線建設を行うためには、事業者と国家鉱物局 (DNPM) と活動の一次停止について、補償事項も含め、交渉する必要がある。	鉱山開発事業進捗調整プログラム
	生産的で利便性のある土地の損失	✓		送電線通過地において、植林、サトウキビ畑、焼畑の習慣等があり、事業実施によってそのような活動が制限される場合の補償が必要である。	プロジェクト用地制度化プログラム、社会コミュニケーションプログラム、環境教育プログラム
文化遺産	遺跡サイトへの影響のリスク	✓		植生の伐採、土木作業、労働者と車両の往來の遺跡サイトへの影響の可能性がある。国家歴史遺産院 (IPHAN) から建設事業開始前に調査によってこれらの完全にサイトを特定するよう求められる。	建設環境計画、遺跡調査プログラムの実施
労働者環境・衛生	有害動物の事故のリスク	✓		送電線の離隔幅を確保する工事中に、コブラ、蜘蛛、スコープオン、蜂などの有害動物に工事労働者が襲われるリスクがある。	動物相モニタリングプログラム、建設環境計画、環境教育プログラム、建設労働者向け環境教育プログラム
	伝染病の増加	✓		工事対象地域は、マラリアやデング熱のリスクがあり、それらの地域への労働者増加で公共衛生施設に負担をかける。	伝染病対策プログラム、建設環境計画
	性感染症、エイズ等の増加	✓		特にアマゾン地域においての労働者数増加で、性感染症、エイズの増加のリスクがある。	建設環境計画、社会コミュニケーションプログラム、環境教育プログラム

課題	時期		内容	対応策の提案	
	建設時	運用時			
				労働者向けの環境教育のサブプログラム	
原住民・少数民族	キロンボのコミュニティへの影響	✓		送電線の近くに7つのコミュニティがあることが特定されている。彼らの自給自足農業への影響、労働者の往来によるインパクト。すなわち、それらのコミュニティの慣習や生活様式に精通していないために引き起こされる影響。	キロンボラの活動計画、建設環境計画。プロジェクト用地制度化プログラム、社会コミュニケーションプログラム、環境教育プログラム
	インディアのコミュニティへの影響	✓		送電線はインディオの土地は通過しないことになっているが、国家インディオ財団(FUNAI)はMatto Grosso州、Rondonia州における9カ所のインディオ地域への影響を指摘している。これらの地域で隣接する場所で工事に伴う車両や労働者の往来があると、狩猟、魚釣り、林産物採取等のインディオの活動や習慣に影響を与える。	FUNAIの提案の遵守、建設環境計画、社会コミュニケーション、インディオの人々向けの社会コミュニケーションサブプログラム、環境教育プログラム、労働者への環境教育サブプログラム、インディオ関連テーマに焦点をあてた労働者環境教育、都市移動と交通安全プログラム
社会サービス	電力システムの信頼性の向上(正のインパクト)		✓	全国系統システム(SIN)への新たな水力発電所からの電力供給により、停電リスクの減少等が期待できる。	社会コミュニケーションプログラム
公共安全	電気の事故のリスク		✓	送電線に関しては、子供の遊びの風揚げや鉄塔の不適切な階段設備等により、電気事故リスクがある。	プロジェクト用地制度化プログラム、社会コミュニケーションプログラム

(出典：IE Madeira “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão 600kV Corrente Contínua Coletora Porto Velho – Araraquara 2 No.11” 2011.)

ケース 2 「Xingu～Estreito 間 800kV 直流送電線建設事業」

本事業は、北部アマゾン地域の Para 州において新規建設された Belo Monte 水力発電所（11,233MW）の電力を南東部へ供給する目的で、Para 州の Xingu 変電所から Minas Gerais 州 Estreito 変電所まで 2,086.86.km に及ぶ長距離の 800kV の超高压直流送電線を建設するものである。主な設備の概要は下表のとおりとなっている。

表 4.24 Xing-Estreito 間 800kV 直流送電線事業の概要

項目	概要
事業者	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
送電電圧	直流 800kV
送電線距離とルート	2,086.86km (Para 州 Xingu～Minas Gerais 州 Estreito) 4 州 (Para 州、Tocantins 州、Goiás 州、Minas Gerais 州)、65 市・郡を通る。
直流⇄交流変換設備	Xingu 変電所の隣に交流／直流の変換器の設置 (用地 99.89ha) Estreito 変電所の隣に直流／交流の変換器の設置 (用地 50ha)
鉄塔	自立鉄塔(計画：2,999)および支線付鉄柱 (計画：750)
用地	送電線：離隔幅 100m (Para 州 Abapu～Goiás 州 Uruaçu) 離隔幅 110m (Goiás 州 Uruaçu ～ Minas Gerais 州 Ibiraci) 鉄塔：自立鉄塔: 平均 2,500m ² (50m x 50m)、支線付鉄柱: 平均 3,000m ² (60m x 50m)

(出典：Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão Corrente Contínua 800kV Xingu / Estreito ” 2015.)

✓ 環境影響評価での主な課題

本事業建設時の環境影響評価における課題は以下のとおり指摘されていた。送電経路は 8 つの代替案を比較検討し、環境社会影響が相対的に小さいと判断された案が選択された。この事業の RIMA によると、環境影響評価は、その重要性和規模の面からインパクトの大きさが評価されており、重要性和規模の面において自然環境面でインパクトが最も大きいとされている課題は、次の項目であった。

重要性が高く、大規模

- 植生の減少 (建設時)
- 近隣の固有種の植生の分断化・連続性への変化 (建設時、運用時)
- 建設用地、送電線の離隔の設定による土地利用の制限や用地取得 (建設時)
- 事業による土地利用規制の過程においてキロンボのコミュニティとの交渉 (運用時)

重要性は高いが規模は中程度

- 各地の固有種の動物の生存地域の減少(建設時)

なお、通常の送電事業のケースと同様、直接的、間接的雇用創出（建設時、運用時）、地方税収の増加(建設時)、全国連系系統への電力供給増（運用時）は正のインパクトとしてあげられている。

各項目の詳細は以下のとおりである。

【自然環境】

本事業の送電線の経路は、ブ国のバイオーム（生物群系）の区分のうち、アマゾン(熱帯雨林)、セラード(サバンナ気候の低木林)の 2 地域を通過する。自然環境へのインパクトがより大きいのはアマゾンである。

環境影響報告書（RIMA）によると、送電線経路の近くには、保護区が 10 カ所ある。その内訳は、統合保全地域の保護区は 4 か所（連邦保護区 2、州保護区 1、市郡保護区 1）と持続的利用可能保全地域 6 カ所（連邦保護区 4、州保護区 2）である。アマゾン地域のパラ州に送電線周辺の保護区の数が多い。送電線経路はそれらの保護区内を直接的に横断していないが、Tairapé の生物保護区のバッファゾーンを 16km 通過している。

表 4.25 Xing-Estreito 間 800kV 直流送電線事業の自然環境影響の主な課題と対応策

課題		評価		内容	対応策の提案
		建設時	運用時		
保護区	保護区への影響	○○		Tairapé の生物保護区のバッファゾーン 16km を通過。保護区境界線からは 14.5km 離れた箇所である。送電線建設時に土壌、水流、植生への影響がある。	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト環境最適化プログラム 建設環境計画
	植生・生息環境の減少	◎◎◎		送電線の離隔幅、鉄塔の設置場所、変換所建設の工事で、既存の固有種の植物の植生が減少すると要因となりうる。	<ul style="list-style-type: none"> 環境影響がある地域の回復プログラム 植生の植替えプログラム
植物相	保護種・絶滅危惧種の植物数の変化	△		土木工事の影響で、アマゾンおよびセラードバイオームにおける固有種の植物相形成に影響しうる。	<ul style="list-style-type: none"> 建設時環境マネジメントプログラム
	近隣の固有種の植生の分断化・連続性への変化(建設時、運用時)	◎◎◎	◎◎◎	建設時および運用時の植物の伐採で、場合によっては、固有種の郡生している植物群の分断化がありうる。	<ul style="list-style-type: none"> 環境教育プログラム 植生保全プログラム
	周辺に残存した植生の変化	○○	○○	固有種の種類によっては、建設時・運用時に植物が伐採され、設備が建設されることにより、周辺に郡生している植物群への影響がありうる。	<ul style="list-style-type: none"> 環境補償計画
	周辺に残存した植生に火事発生リスクの拡大	○○	○○	自然の植生地に機器の運搬等で労働者の往来が増加により、火事のリスクがありうる。運用時には事故放電による火事の可能性がある。	<ul style="list-style-type: none"> 運用時の社会環境マネジメントプログラム
	アクセスの建設/向上で周辺に残存する植物への		△	工事により、以前はアクセス不能あるいは困難な事業地へのアクセスが向上することで、他の人々の往来も発生し、周辺の植生への影響の可	

課題		評価		内容	対応策の提案
動物相	影響			能性がある。	
	送電線運用時の植物の伐採による二次的植生再生の抑制		△	運用時には保守管理の観点から鉄塔、送電線周辺の植生の伐採を頻繁に行う必要があるため、植生への影響がありうる。	
	土地固有種の動物の生息圏の減少	◎◎		動物群によっては、植生の伐採による生息地の環境の変化により、影響をうける場合もありうる。	・ 建設時環境計画 ・ 植生の植替えプログラム
	工事中の動物の逃避	○○		工事中の騒音発生や労働者の往来により、様々な種の動物の近隣地域へ移動し、生息範囲に影響しうる。	・ 環境教育プログラム
	狩猟の増大のリスク	△		工事中の労働者の往来増、アクセス道路の建設により、特に保全地域での狩猟の増大へとつながりうる。	・ 植生保全・モニタリングプログラム
	建設時の陸上動物の事故	○		鉄塔の基礎工事のための掘削や植物の伐採、工事に関連した交通量の増大により、動物が事故にあう可能性がある。	・ 運用時の社会環境マネジメントプログラム
地形	運用時の鳥類の事故		○○	運用時に鳥類が送電線や鉄塔に衝突するリスクが増大する。	
	建設時に人間に有害な動物(病原菌をもつ、あるいは環境の悪化を招く動物)の誘引	○		工事労働者の宿泊場所や工事現場に犬、猫、鳩、ネズミ等の動物が増える可能性があり、それらの動物を介して、野生動物や労働者へ伝染病が感染するリスクが増大する可能性がある。	
	自然の空洞、洞窟等への影響	△		鉄塔の基礎工事や変換所建設の際の掘削や地ならしで地中の空洞、くぼみ等の地形に影響しうる。	・ プロジェクト環境最適化プログラム ・ 建設環境計画
公害	水質汚染、沈泥、排水汚染	○○		建設時において、周辺の水流水質汚染、沈泥、排水がある。	・ 環境影響がある地域の回復プログラム
	土壌侵食、土壌汚染	○○		建設時において建設工事の影響による地面の変化により、新たな土壌侵食、あるいは、すでにあった土壌侵食を悪化させる可能性がある。また、工事に使用した危険かつ有毒物質が周辺の土壌に流れ、土壌汚染の原因となりうる。	・ 植生の植替えプログラム ・ 建設時環境マネジメントプログラム
	大気汚染	○○		建設時において、工事中に発生する土埃、工事車両の通行増等で大気の質に影響する。	・ 運用時の社会環境マネジメントプログラム

(出典：Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão Corrente Contínua 800kVXIngu / Estreito” 2015.)

凡例：◎重要性が高い ○重要性は中程度 △重要性は低い

◎、○、△の数は影響の規模の大きさを表す。3つは大規模、2つは中規模、1つは小規模。

【社会環境】

本事業の RIMA によると、住民移転が起こりうるか否かはまだ明確ではないが、土地の登記状況の確認、土地所有者の特定から始めるべきことが述べられている。想定されている主要な社会影響は、ほとんど建設時の課題である。ゴイアス州において、特にキロンボーラが 6 カ所特定されている。中でも 1 カ所（Pombal）においては送電線から 5km 以内の場所に位置しており、影響を確認することが指摘されている。なお、インディオのコミュニティの送電線通過はないと報告されている。

送電線の経路付近の考古学的、歴史的な遺産や遺跡サイトについては、既存の資料などから 42 カ所が特定されているが、実際の実地調査でより完全に把握すべきとされている。

社会環境への影響についても自然環境への影響と同様、多くは建設時の課題である。鉱山開発活動、遺跡サイト、近隣のキロンボやインディオのコミュニティへの影響を確認すべきであることが指摘されている。

表 4.26 Xingu-Estreito 間 800kV 直流送電線事業の社会環境影響の主な課題と対応策

課題	時期		内容	対応策の提案	
	建設時	運用時			
物理的 インフラ	建設時の農村道路、道路、鉄道への影響	△	建設時の送電線敷設の際の道路、鉄道の通過で交通に影響しうる。	・ プロジェクト環境最適化プログラム	
	建設時の地元の農村道路のキャパシティの適正化	〇〇	建設時の工事車両の増加で、輸送量に制約のある農村道路では交通状況の悪化が起こりうる。	・ 建設環境計画 ・ 建設時労働安全・衛生プログラム	
	既存の農村道路の適正化	△	工事用車両が通行する道路においては、重量のある車両の交通量増大が予測されるため、信号機建設や舗装の改良工事が必要となる。	・ 建設時環境マネジメントプログラム	
	飛行場、飛行経路への影響		△	飛行場や航空機の飛行経路が関連する場合は、送電線の位置には留意が必要である。	・ 建設時社会コミュニケーションプログラム
	都市開発計画への影響		△	都市地域の近くにある場合には、送電線の位置は、都市インフラ網拡大の障壁となりうる。	・ 環境教育プログラム
	市郡の設備サービス負担増の可能性	〇〇		工事労働者の宿泊場所となる市郡においてはゴミの量の増加やホテル、銀行、レストラン、スーパーなどの利用者が急増することになり、住民に対するサービスの質が悪化することがある。	・ 地元コミュニティへの地方政府支援プログラム ・ 鉱山開発プロセスマネジメントプログラム
社会 インフラ	建設時の保健インフラへの需要増大	〇〇	工事現場での建設労働者の事故、動物の事故等により、事業地周辺の保健インフラへの需要が増大する可能性がある。	・ 考古学、歴史、文化、古代、洞窟の遺産のマネジメントプログラム	
	建設時のその他の社会インフラへの需要増大	△	建設労働者が家族とともに現場に居住する場合、教育施設や警察等への需要が増大する可能性がある。	・ 公衆衛生プログラム ・ 環境補償プログラム ・ 地役権設定管理プログラム	

課題	時期		内容	対応策の提案
	建設時	運用時		
経済活動	農業生産の損失	△		<ul style="list-style-type: none"> 運用時環境マネジメントプログラム 運用時労働安全・衛生プログラム
	直接・間接的雇用の増大	◎◎	◎◎	
	鉱山開発へ影響	△		
	建設用地、送電線の離隔の設定による土地利用の制限や用地取得	◎◎◎		
	Araguaia 川の船の航行への影響	△		
	地方政府の税収増	◎◎		
	全国連系線 (SIN) への電力供給増		◎◎◎	
	インフォーマル産業進出のリスク	△		
	地方経済の景気後退	○○		
住民生活	住宅の移設・改良の必要性	○○		
	工事現場周辺の住民の生活の質への影響	○○		
	工事現場労働者の宿泊所設営・運営による住民の生活の質への影響	○○		
	景観の変化	○○		
	電磁波により影響		△	

課題	時期		内容	対応策の提案
	建設時	運用時		
	事業周辺のコミュニティの財サービスの消費の増加	○○		工事労働者の宿泊地周辺の市郡では財・サービス消費が増大する可能性がある。
	地元住民と工事労働者との争い	○○		工事労働者と彼らの宿泊施設近隣の住民との間で、慣習の違い等から争いとなることがある。
	工事現場作業の車両往来による交通事故のリスク	△		建設工事により、作業用車両の交通量が増加し、安全面のリスクが増大する。
	建設時の感染症感染増のリスク			森林地域の工事で工事労働者の集中的な増加で、特にマラリアのように、媒介動物を通じた病原体が伝染するリスクがある。
	性感染症、エイズ等の増加	○○		特にアマゾン地域においての労働者数増加は、性感染症、エイズの増加のリスクがある。
歴史・文化遺産	遺跡の損害のリスク	○○		植生の伐採、土木作業、労働者と車両の往来の遺跡サイトへの影響の可能性はある。国家歴史遺産院 (IPHAN) から建設事業開始前に調査によってこれらのサイトを完全に特定するように求められる。
	土の中の化石の損害のリスク	△		鉄塔の基礎工事や変換所建設の際の掘削や地ならしの作業の際に、土の中の化石へ損害を与える可能性がある。
労働者環境・衛生	労働事故のリスク	○○		危険を伴う作業がある送電線建設工事の場合、様々なレベルで作業事故のリスクがある。
	地域特有の有害動物の接触事故のリスク	△		送電線の離隔幅を確保する工事中に、コブラ、蜘蛛、スコーピオン、蜂などの有害動物に工事労働者が襲われるリスクがある。
	伝染病の増加	△		工事対象地域は、マラリアやデング熱のリスクがあり、それらの地域への労働者増加で公共衛生施設に負担をかける。
原住民・少数民族	キロンボのコミュニティへの影響		◎◎◎	土地所有の証明の確認と土地利用の規制の過程で、これらのコミュニティ (ゴイアス州 Santa Rida do Novo Destino の Pombal キロンボラ) への干渉あり。

(出典 : Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. “Relatório de Impacto Ambiental : Linha de Transmissão Corrente Contínua 800kVXIngu / Estreito” 2015.)

凡例 : ◎重要性が高い ○重要性は中程度 △重要性は低い

◎、○、△の数は影響の規模の大きさを表す。3つは大規模、2つは中規模、1つは小規模。

c) 既存の送電線事業を超電導送電方式による実施を想定した場合の比較検討

✓ 800 kV 超高圧送電線の例と超電導送電とした場合の比較検討

下表のとおり、直流超電動送電で建設する場合、鉄塔が不要であり、その代わり従来にはない冷却装置分の用地が必要であるが、鉄塔設置との比較では、要する用地は少なくなると予測されること、送電線の離隔幅についても大幅に減少可能であること等の点において、環境社会影響の軽減が予測される。

表 4.27 各事業の機器構成の仕様と環境影響

項目	800kV 直流超高圧送電線の例	直流超電導送電線を想定した例
送電線仕様、敷設方法	架空線	超電導送電ケーブル 直径：140mm 地下および地上
直流⇄交流変換設備	Xingu 変電所の隣に交流／直流の変換器の設置（用地） Estreito 変電所の隣に直流／交流の変換器の設置（用地 50ha）	左記と同様
鉄塔	自立鉄塔(計画：2,999)および支線付鉄柱（計画：750）	
冷却装置		装置タイプ／電圧により 10km～20km ごとに設置、数量 240～475
用地	送電線：離隔幅 100m (Para 州 Abapu～Goiás 州 Uruaçu)、離隔幅 110m (Goiás 州 Uruaçu～ Minas Gerais 州 Ibiraci) 鉄塔：自立鉄塔：平均 2,500m ² (50m x 50m)、支線付鉄柱：平均 3,000m ² (60m x 50m) Xingu 変電所の交直変換器設置用地 (99.89ha) Estreito 変電所の交直変換器の設置用地 (50ha)	送電線：地中設置の場合、1 相あたり直径 20cm 程度の保護管を離隔幅なしで設置可能 冷却装置の設置用地（海外コンテナ 2 つ分程度の用地(12m×5m) Xingu 変電所の交直変換器設置用地 Estreito 変電所の交直変換器の設置用地は左記と同様に必要

(出典：調査団作成)

3) 超電導送電導入における周囲環境への影響

a) 敷設スペースの縮小

超電導ケーブルは、従来のケーブルと同等以上の送電容量を数分の一の大きさのケーブルで実現可能であり、敷設スペースの縮小をはかることができ、また、送電電圧を低減することが可能となる。検討例として、交流送電 3 回線、送電容量 700MV の場合の、従来のケーブルと超電導ケーブルの敷設スペースの比較を示す。

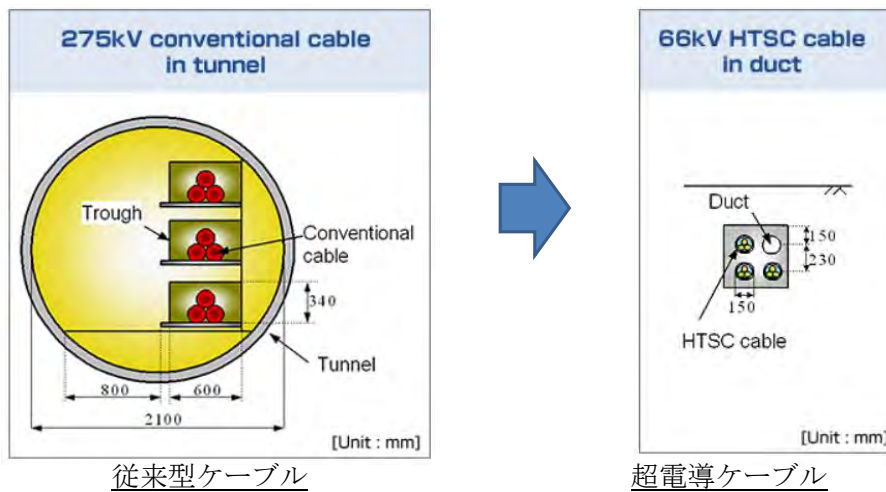


図 4.24 ケーブルの敷設スペース比較の例

(出典：調査団作成)

ケーブルの取替、および新規にケーブルを敷設する際に、既設のケーブル管路が利用できることから、土木工事範囲を縮小することができ、周囲環境に与える影響を小さくすることが可能である。

b) 電磁界の低減

架空送電線や地中送電線は、漏えい磁界の問題があり、送電線周囲の電磁界の強度は一定値以下にする必要がある。超電導ケーブルの場合、電磁界が低減できるため、電磁界の影響を低減できることに加えて、ケーブル敷設時の制限を緩和することができる。

c) 送電線用地

超電導ケーブルは抵抗がほぼゼロになるため、敷設ルートとして、必ずしも最短ルートを選定する必要はない。道路沿いに敷設するなどして、送電線用地取得に伴う環境への影響を低減することができる。

4.7.3 設備構成

1) 長距離直流超電導送電を実現するための技術検討

長距離直流超電導送電を実現するための主な技術検討要件相関図を図 4.25 に示す。また、各技術要素間における技術検討事項を表 4.28 に示す。

長距離超電導送電は、現時点においては、実送電システムとして確立された技術ではないため、表 4.28 に示すとおり、数多くの技術的要求事項を個々にクリアして、システム全体としての最適化を図る必要がある。各要素技術における要求事項は、相互に相反する場合が多く、これらの課題を解決するためには、各メーカー間での技術的要求事項の検討と調整が必要不可欠となる。

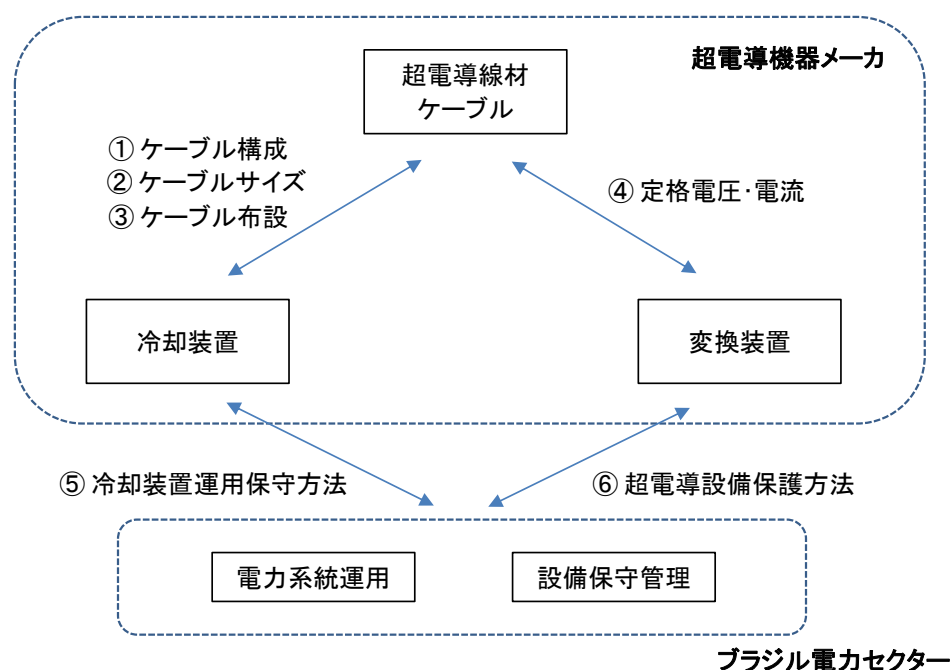
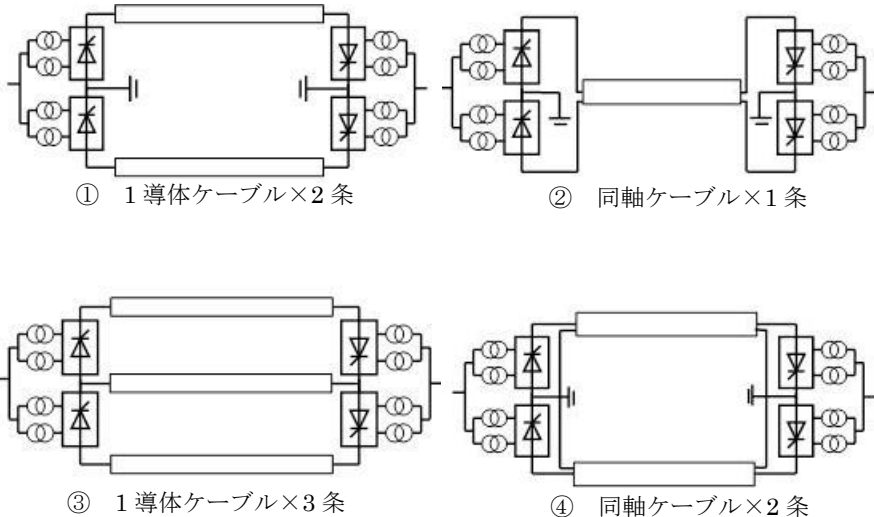
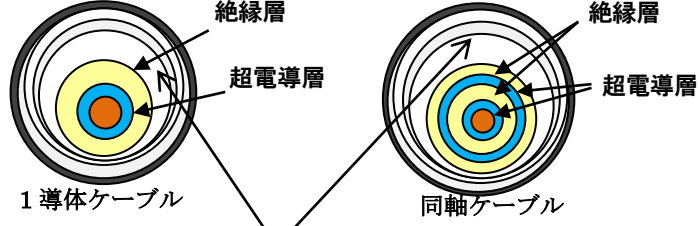


図 4.25 各構成要素間および運用・保守面を含めた技術検討要件相関図

(出典：調査団作成)

表 4.28 技術検討要件

項目	技術的要求事項	技術的課題																				
<p>① ケーブル構成</p>	<p>・超電導線材・ケーブル ケーブル構成は以下が考えられる。</p>  <p>① 1 導体ケーブル×2 条 ② 同軸ケーブル×1 条</p> <p>③ 1 導体ケーブル×3 条 ④ 同軸ケーブル×2 条</p> <p>それぞれの構成の比較は以下のとおり。</p> <table border="1" data-bbox="322 1025 1141 1238"> <thead> <tr> <th></th> <th>①1 導体 ×2 条</th> <th>②同軸 ×1 条</th> <th>③1 導体 ×3 条</th> <th>④同軸 ×2 条</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>信頼度</td> <td>低い</td> <td>最も低い</td> <td>高い</td> <td>高い</td> </tr> <tr> <td>線材量*</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>冷却装置 構成</td> <td>2 重化 ×2 系</td> <td>2 重化 ×1 系</td> <td>1 重化 ×3 系</td> <td>1 重化 ×2 系</td> </tr> </tbody> </table> <p>*: 1 導体ケーブル 1 条を 1、同軸ケーブル 1 条を 2 と想定した。</p> <p>・冷却装置 ケーブル構成により、冷却装置構成も変わる。また、要求される信頼度により、装置の 2 重化についても検討する必要がある。1 導体ケーブルを使用するか、同軸ケーブルを使用するかで、冷却装置に要求される能力が変わってくる。</p>  <p>絶縁層 絶縁層 超電導層 超電導層</p> <p>1 導体ケーブル 同軸ケーブル</p> <p>冷却用冷媒流路</p> <p>同軸ケーブルは超電導層が二重になっており、内側の超電導層までを冷却する必要があるため、要求される冷却性能が高い。</p>		①1 導体 ×2 条	②同軸 ×1 条	③1 導体 ×3 条	④同軸 ×2 条	信頼度	低い	最も低い	高い	高い	線材量*	2	2	3	4	冷却装置 構成	2 重化 ×2 系	2 重化 ×1 系	1 重化 ×3 系	1 重化 ×2 系	<p>ケーブル構成と冷却装置の構成および性能は、相互に関連しており、システムの信頼度、運用保守方法、コストを考慮して決定する必要がある。</p>
		①1 導体 ×2 条	②同軸 ×1 条	③1 導体 ×3 条	④同軸 ×2 条																	
信頼度	低い	最も低い	高い	高い																		
線材量*	2	2	3	4																		
冷却装置 構成	2 重化 ×2 系	2 重化 ×1 系	1 重化 ×3 系	1 重化 ×2 系																		

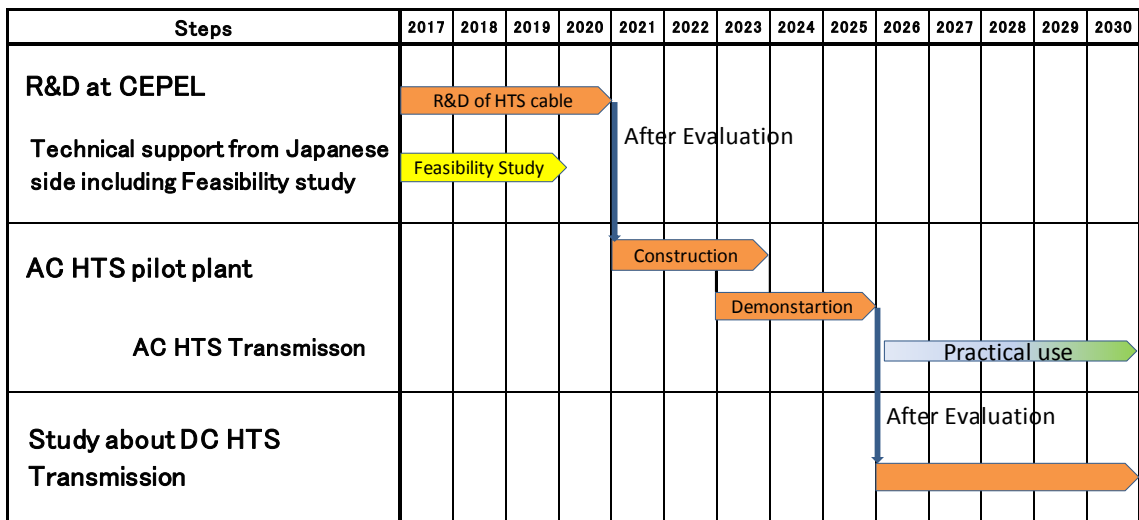
項目	技術的要求事項	技術的課題
② ケーブル サイズ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 冷却装置 冷媒循環の損失低減のためには、ケーブル外径を大きくする必要あり。 ・ 超電導線材・ケーブル 製造能力面からケーブル外径に制約あり。 ケーブル外径により断熱管の材質を選定する必要あり。 輸送制約条件をクリアできるケーブル外径とする必要あり。 	<p>ケーブルの製造・輸送制約条件と冷却装置を含めたシステムとしてのトータルコストを検討して選定する必要がある。</p>
③ ケーブル 敷設	<ul style="list-style-type: none"> ・ 超電導線材・ケーブル ラック固定、トラフ収納、地中埋設の方法から選択 ・ 冷却装置 ケーブル敷設方法にもとづき、冷却装置のケーブルへの接続方法を決定する。 	<p>ケーブル敷設方法、冷却装置のケーブルへの接続方法は、コスト、環境への影響、保安対策を考慮して決定する必要がある。</p>
④ 定格電 圧・電 流	<ul style="list-style-type: none"> ・ 超電導線材・ケーブル 絶縁設計面から、定格電圧上限は現状 DC250kV 程度 一方、定格電流の引き上げには対応可能 ・ 変換装置 素子性能面から、定格電流の上限は現状 4～5kA 一方、定格電圧の引き上げには対応可能 	<p>超電導線材・ケーブルと変換装置の間で、技術的な開発可能性を考慮して定格電圧・電流を選定する必要がある。</p>
⑤ 冷却装 置運 用・保 守方 法	<ul style="list-style-type: none"> ・ 冷却装置 信頼度確保の観点から、必要に応じて装置の2重化等の対策を検討する。 ・ 設備保守管理 保守省力化の観点から、冷却装置の保守は簡素であることが望ましい。 長距離送電の場合、保守省力化の必要性は高くなる。 	<p>保守省力化と信頼度確保、および運用保守方法を考慮して、冷却装置の装置構成および仕様を決定する必要がある。</p>
⑥ 超電 導設 備保 護方 法	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統運用 超電導送電システムに具備する保護機能は、系統運用方法に適合したものとする必要あり。 ・ 冷却装置 冷却装置異常時には、場合により超電導送電システムの停止が必要になるなど、系統運用面への影響が現れる。 	<p>変換装置の保護機能は現状の系統運用方法に適合したものとするほか、冷却装置異常時の監視および制御についても考慮する必要がある。</p>

(出典：調査団作成)

第5章 超電導送電導入に関する検討

5.1 直流、交流超電導送電実用化の時期の検討

ブ国への超電導送電の導入と実用化に関して、現地調査およびテレビ会議等を通じて Eletrobras、CEPEL と協議し、図 5.1 に示すロードマップにまとめた。このロードマップで目的とする導入対象の送配電線としては、架空送電線の地中化や、都市部配電および都市近郊のサブトランスミッションで採用可能な交流超電導送電と、アマゾン川流域の発電所から南部需要等の大需要地までを接続する直流長距離超電導送電がある。これらの導入は、図 5.1 に示すように大きく 3 ステップに分けることができる。以下に各ステップについて記す。



(出典：調査団作成)

図 5.1 超電導送電導入のロードマップ

1) 第1ステップ：CEPELによるラボラトリ試験を通じた R&D プロジェクト

ブラジルでの超電導送電技術適用には、同国の電力ネットワークに適合した高温超電導ケーブルシステム（High Temperature Superconductor (HTS)）の試験的な開発が必要であるが、そのためには、各要素の設計と試作・評価が必要となる。R&D プロジェクトは、日本側の技術支援を受け、CEPEL が実施する。並行して、将来のパイロットプラントへ向けた技術的・経済的観点からの FS 調査を実施する。また、必要に応じて超電導ケーブルに関する人材の能力向上と設備の整備も検討する。

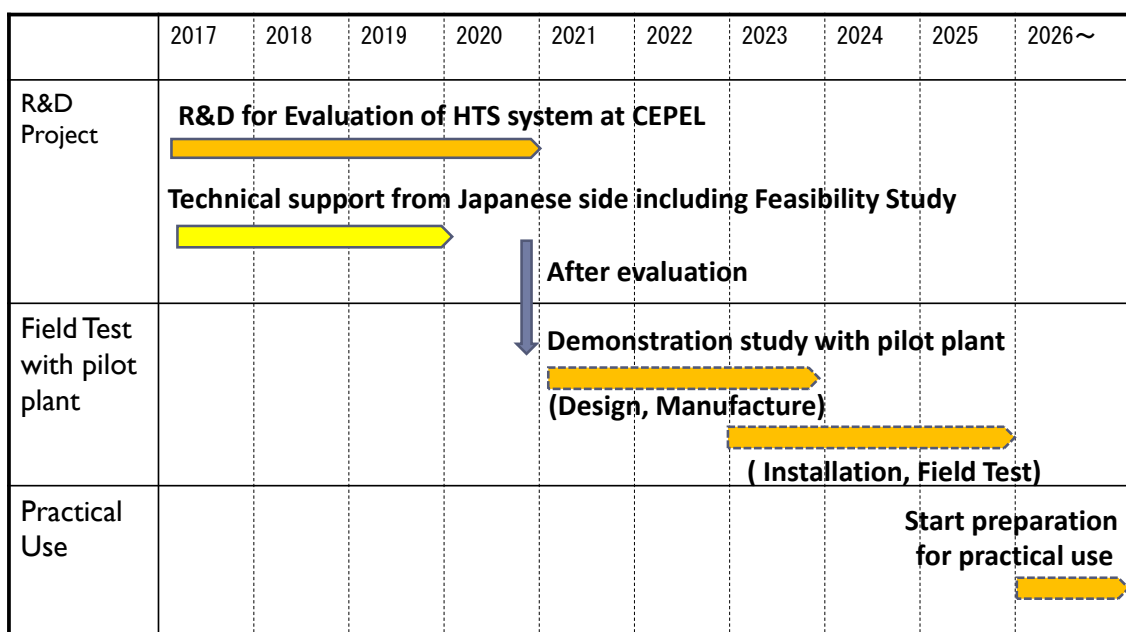
詳細は 5.3 節に示す。

2) 第2ステップ：交流超電導ケーブルのパイロットプラント

第2ステップは、交流送電を対象としたパイロットプラントによる、技術特性の実証試験である。第2ステップは第1ステップで実施した R&D の評価及び FS 調査に基づき実施する。パイロットプラントは電力系統に接続した形で実施するため CEPEL に

加えて Eletrobras 傘下の送電会社の参加が必須である。パイロットプラントは送電会社の管理下にある場所に設置するのが望ましい。最適候補地の判断や実施形態、規模に関しては第 1 ステップ実施中に並行して検討を行い、第 2 ステップの初期から実用化ロードマップの検討を行う。第 2 ステップ終了に伴い、この評価を反映し、交流送電の実用化を図ることになる。

第 1 ステップ、第 2 ステップおよび交流超電導送配電の実用化までの工程を図 5.2 に示す。パイロットプラントについては 5.4 節で詳述する。



(出典：調査団作成)

図 5.2 交流超電導送配電実用化までのロードマップ

3) 第 3 ステップ：直流超電導送電の検討

第 3 ステップは直流超電導送電に関する検討である。第 1 ステップと第 2 ステップで得られた知見を基に導入方法に関し具体的な検討を行う。さらに、現状の架空送電線及び地中送電線との経済性評価は必要であり、超電導ケーブルの量産化を見通したコスト議論を行う。直流長距離送電は 2,000~3,000km の長距離送電が対象となり、交流超電導送電の経験なしにこれらの検討は行えないため、ここでは将来このステップについて検討すると示すにとどめる。

5.2 実証試験の実施に向けたボトルネック

5.2.1 ブラジルにおける規制等

1) 電力設備の設置に関する規制

a) 電力設備の設置

超電導送電設備の設置においては、超電導ケーブルを敷設することとなる。都市部近郊においては、超電導ケーブルは地中に敷設することが想定される。地中へのケーブル敷設について、特に定められた規制はないが、ケーブルからの放熱量およびケーブルへの荷重を考慮して、ケーブル間の離隔および地表面から敷設箇所までの距離が決められる。これらの距離は個々のケースに応じて設計される。

b) 高圧ガス設備

超電導送電設備には冷却設備が必要であり、冷却設備には高圧ガス設備が含まれる。

高圧ガス設備に関しては、設置に関する規制等は存在していない。その製作に関しては、ブラジル規格 NR-13(CALDEIRAS, VASOS DE PRESSÃO E TUBULAÇÕES)にしたがうこととなっており、これは ASME(アメリカ機械学会)規格に準じたものである。

c) 系統連系要件

AC パイロットプラントおよび DC パイロットプラントで実証試験を実施する場合、これらのパイロットプラントを実系統に連系する必要がある。電力設備を実系統に連系する場合、所定の系統連系要件を満足する必要がある。この系統連系要件は ONS により定められており、以下に示す構成となっている。

表 5.1 系統連系要件

Module	Contents
Module-1	The National Electric System Operator and the Grid Procedures
Module-2	Minimum requirements for transmission facilities and performance indicators management
Module-3	Access to transmission facilities
Module-4	Expansions and reinforcements
Module-5	Load forecasting consolidation
Module-6	Planning and scheduling of electric operation
Module-7	Energy operation planning
Module-8	Daily schedule of Electro operation
Module-9	Water resources and meteorology
Module-10	Operation Procedures Manual
Module-11	Protection and control
Module-12	Measurement for billing
Module-13	Telecommunications
Module-14	Management of ancillary services
Module-15	Management services and transmission charges
Module-16	Maintenance monitoring
Module-17	(Cancelled) information requirements between the ONS and Agents

Module	Contents
Module-18	Systems and computational models
Module-19	Identification, treatment and penalties for non-compliance
Module-20	Glossary of terms
Module-21	Studies for enhanced electrical operational safety, systems control and integration facilities
Module-22	Occurrences analysis and disturbances
Module-23	Criteria for studies
Module-24	Process facilities integration
Module-25	Polling data, operating reports of the National Interconnected System and performance indicators
Module-26	Operation mode of plants

(出典：ONS)

2) 輸入に関する手続

貿易業務に関連する連邦・州・公社・機関として、以下のようなものがあげられる。

- 開発商工省貿易局 (MDIC/SECEX)：同局貿易業務部 (DECEX) 輸出入貿易管理の全般
- 財務省連邦収税局 (MF/RFB)：連邦税 (関税、工業製品税等)、PIS/COFINS (社会統合基金と社会保険融資負担金) の管理
- 中央銀行為替局 (DECAM)：外国資本、輸出入の為替管理
- 各州政府の財務局 (SF/Estado)：輸入に課税される商品流通サービス税 (ICMS) の管理
- 国立産業財産権院 (INPI)：MDIC 傘下。ロイヤルティー、技術導入契約などの管理
- 国家電力庁 (ANEEL)：電力の輸出入許可など
- 科学技術イノベーション省 (MCTI)：技術開発・研究用の財 (機器、計器) など傘下の CNPq (科学技術開発審議会) を通じて輸入許可

輸入品目規制として以下のものがある。超電導送電設備で規制品目に該当するものはない。

1. 特殊事情の国からの輸入の禁止：イラン、北朝鮮、エリトリア、リビア、ソマリアなど
2. 特別プロセスによって輸入される輸入品目
 - (1) プログラム付きビデオポーカー、ビデオビンゴ、スロットマシンなどのカジノ関連電子機械の輸入ライセンスは許可されない。
 - (2) ダイヤモンドについては、2003年10月9日付の法令 (Lei) 第 10.743 号 3 条単項の規定により、原産地がキンバリープロセス認証制度 (System of Process Certification of Kimberley) の参加 45 カ国および EU 諸国である必要がある。
 - (3) 玩具・文房具・特定の自動車部品 (ホイール、新品タイヤ、油圧ブレーキオイル等) などは、国家度量衡・規格・工業品質院 (INMETRO) の SBAC (ブラジル適合性評価システム) 規制の強制認証の対象となっている。対象品目である国産・輸入品は、INMETRO の適合性評価条件 (RAC- Requisitos de Avaliação da Conformidade) への適応が必須であり、INMETRO 認定の製品認証機関 (OCP) での適合性の審査と認証登録などが義務付けられている。

ブラジルの輸入管理制度では、輸入について以下の3形式の輸入がある。

- (1) 輸入ライセンス (Licenciamento de Importação) を必要としない輸入
- (2) 自動承認ライセンス (Licenciamento Automatico de Importação) の輸入
- (3) 非自動承認形式ライセンス (Licenciamento Não Automatico de Importação) の輸入

(1) 輸入ライセンス (L.I.) を必要としない輸入 (Licenciamento Dispensado) :

以下の種類の輸入は原則的に事前の輸入ライセンスが免除され、輸入車自身が直接港湾および空港の税関において、輸入申告書 (Declaração de Importação) を SISCOMEX 経由で作成・申告することができる。

- ・税関情報管理制度による工場および保税倉庫制度を適用した輸入
- ・鉱脈の掘削調査活動、石油・天然ガスの採掘に必要な財を含む、特別テンポラリー輸出入制度による輸入 (REPETRO)
- ・保税地域に指定された国際空港・港湾などの免税店が行う輸入
- ・“Ex-Tarifário” システムによる輸入税の減税対象製品の輸入 (2014年8月14日付の Camex 決議第66号による)
- ・法令第8383号第70条 (1991年12月30日付) の規定による国際会議、展示会で消費される物品の輸入
- ・保証契約期間内に輸入する保証対象部品・付属品 など

(2) 自動承認ライセンス形式 (Licenciamento Automatico de Importação) の輸入

輸入対象製品についてその商品が自動承認ライセンスか非自動承認ライセンス (L.I.を必要とする) に属するかどうかは、対象製品の関税番号 (3グループ8桁: 0000. 00. 00の NCMコード番号) を SISCOMEX の「輸入管理リスト (Tratamento Administrativo)」と照合することによってわかる。自動承認に指定されているものは、事前の許可なしで船積みが可能で、ブラジルの港または空港の税関に直接輸入申告することができる。

(3) 非自動承認形式ライセンス形式 (Licenciamento Não Automatico) の輸入 :

SISCOMEX の「輸入管理リスト」に列記された関税番号 (NCMコード) 製品で、これらはすべて船積み前または後に輸入ライセンスを必要とするもの。輸入製品の種類によってはその製品の担当機関が直接 SISCOMEX を通してライセンスを発給することができる。

3) 輸入品に係る税金等

ブ国の税金体系は非常に複雑で、連邦、州、市ごとにそれぞれ、連邦税、州税、市税が定められ、各行政機関 (連邦政府、州政府、市) が各種税金の課税制度を定めている。また税ではないものの、社会負担金も存在する。このため、日本からブ国に製品を輸入する場合、原則表 5.2 の各種諸税が課される。

表 5.2 輸入品に係る税金一覧

属性	税種 (括弧は略称)
連邦税	輸入税 (II)
	工業製品税 (IPI)
	社会統合基金 (PIS)
	社会保険融資納付金 (COFINS)
州 税	商品流通サービス税 (ICMS)

(出典：JETRO)

- ・ 輸入税 (II)

一般輸入関税に相当し、輸入品の CIF 価格に対して課税される。品目などにより課税率が 0~35% と異なり、平均税率は 14% 前後とされる。
- ・ 工業製品税 (IPI)

輸入工業製品の通関、製造施設および製造施設とみなされる場所からの工業製品の搬出に対し課税される。輸入された工業製品の搬出も課税対象となる。税率は製品により異なり IPI 税率表に基づく。税率は 0~60% など商品により異なる。IPI の税率は景気刺激策や国内産業保護、国内市場への製品供給等の政策的な観点から頻繁に引き上げや引き下げが行われる。
- ・ 社会統合基金 (PIS)

税率は商品により異なるが原則 1.65%。
- ・ 社会保険融資納付金 (COFINS)

税率は商品により異なるが原則 3.0% もしくは 7.6%。
- ・ 商品流通サービス税 (ICMS)

一種の付加価値税で、各州により徴収され、商品の輸入や流通取引に課せられる。一般的に同一州内での取引に対する税率は 17%、18%、19% のいずれかが適用され、税率は州によって異なる。18% が適用されるのはサンパウロ州、ミナスジェライス州、パラナ州。19% が適用されるのはリオデジャネイロ州。その他の州の州内取引は 17%。

また、特定製品に対しては憲法の定める範囲で各州が上記と異なる税率を定めることが認められている。例えば、サンパウロ州では工業機器に対しては、12% が課税される。

さらに、州間をまたがる輸入品の取引に対しても課税される (2012 年 4 月 26 日付け決議 13/2012 号により、2013 年 1 月 1 日以降の州間をまたがる輸入品の取引に対する税率は原則として、一律に 4% に統一されている)。輸入部品と国産部品から作られた製品に関しては、輸入部品の比率が 40% を超える場合には、全体が輸入製品として扱われる。また、国内で生産される類似製品がない一部の輸入製品の州間取引については通常の 12% または 7% が適用される。

5.2.2 超電導ケーブル

1) 超電導直流および交流ケーブルの構成

a) 直流超電導ケーブル

① ケーブル構成

直流超電導ケーブルシステムの仕様として、Belo Monte - Rio de Janeiro 直流送電システムと同程度の仕様を考慮して、以下のとおりとした。電圧については、現状適用可能な最大電圧としている。

- ・送電容量：4,000MW
- ・送電電圧：DC±250kV
- ・送電電流：8,000A

中性線については、通常運転時には、導体ケーブルに比べてほとんど電流が流れないこと、また異常時の片極運転においても、その頻度は少ないことから、現用のブラジルの直流送電と同様に中性点接地方式（大地帰路）とする。

② ケーブルタイプ

適用する超電導ケーブルのタイプとして、1 導体ケーブルまたは同軸ケーブルを考慮することができる。

交流超電導の 1 導体ケーブルの場合、通電する大電流が交番磁界を発生し、その変動磁界により、周囲の金属（特に断熱管）に渦電流が流れ、これが大きな損失となる。そのため、交流超電導ケーブルの構成は、送電電流を流す導体層の外側に、絶縁体を介して、超電導シールド層が設けられる。超電導シールド層の機能としては、導体層の電流と 180° 位相が異なる電流を誘導することにより、発生磁界をキャンセルして、断熱管等の渦電流発生を防止している。また、交流超電導の三相同軸ケーブルの場合には、120° ずつ位相がずれた電流が合成して、外界に対してゼロとなることにより、磁界をキャンセルしている。

これに対して、直流ケーブルの場合、磁界変動が少ないために、交流超電導ケーブルのような交番磁界のキャンセルの必要がなく、シールド層を設ける必要がない。

直流超電導の同軸ケーブルの利点は、一本のケーブルで、N 相、P 相を構成できることから、ケーブル一本で直流送電ができることである。一方で、ケーブル事故が発生すると N 相、P 相とも使えなくなり、片極運転ができないデメリットがある。また、同軸ケーブル 2 本並列に布設した場合には、通常 2 本のケーブルで送電しながら、片方のケーブルが事故となっても、他方のケーブルの同軸を利用して、両極運転できるメリットがある。しかしながら、超電導線材の使用量は多くなり、コスト的な問題が生じる。

表 5.3 同軸ケーブルを適用したケーブル構成のメリットとデメリット

ケーブル構成	メリット	デメリット
同軸ケーブル ×1 条	1 本のケーブル N 相、P 相を構成するため、コストを低減できる。	ケーブル事故時に送電ができない。(片極運転不可)
同軸ケーブル ×2 条	超電導線材の使用量が多くなり、コストが増大する。	1 条のケーブル事故時でも両極運転が可能である。

(出典：調査団作成)

今回の検討では、1 導体ケーブルとして、一線事故時には片極運転とすることを前提として、表 5.4 のとおり検討を行った。

表 5.4 直流超電導ケーブルの適用

仕様		直流超電導ケーブル		
		コルゲート管タイプ	直管タイプ	
ケーブル種類		YBCO	←	
線材		YBCO	←	
常時容量 / 回線	MVA	4000	←	
公称電圧	kV	250	←	
回線数	cct	1	←	
ケーブル長さ	km	2400	←	
常時電流値	kA	8.00	←	
超電導ケーブル	フォーマ外径	mm	20	
	層数(導体)	層	4	
	導体層外径	mm	25.8	
	絶縁厚	mm	18	
	絶縁外径	mm	60.8	
	断熱内管内径	mm	105	111
	断熱外管外径	mm	151	179
	仕上外径	mm	160	185
	断熱管侵入熱	kW/km-cct	1.8	1.0
	端末侵入熱	kW	0.93	0.93
	入口温度	K	68	68.
	出口温度	K	76.9	77.1
	入口圧力	Mpa	1.0	0.5
	出口圧力	Mpa	0.3	0.3
	冷却長	km	10	20
液体窒素流量	L/min-pipe	78	84	

(出典：調査団作成)

b) 交流

ブラジルに適用提案する交流超電導ケーブルのタイプとしては、適用個所としての候補地を想定する必要がある。これまでの聴き取り調査を通して、

- 1) 水力発電所における発電機母線－主変圧器間の主回路：22kV, 12kA, 100m
- 2) 配電用変電所内主回路：69kV, 3kA, 200m
- 3) 変電所間の連系線：69kV, 3kA, 1～5km
- 4) 都市内送電(配電)線：35kV, 3kA, 10km
- 5) 架空送電線： 220kV, 3kA, 100km

を想定した。ただし、電圧、電流、送電長さについては、ブラジル側との協議により確定する必要がある。

表 5.5 交流超電導ケーブルの適用

仕様			No1	No2	No3	No4	No5
用途			水力発電 所における 発電機 母線	配電用変 電所内主 回路	変電所間 の連系線	都市内送 電	架空送電 線
							
ケーブル種類			単心	三相一括	Tri-Axial	Tri-Axial	三相一括
常時容量 / 回線	MVA		500	360	155	155	1200
公称電圧	kV		24	69	30	30	220
回線数	cct		1	1	1	1	1
ケーブル長さ	m		100	200	3000	10000	100000
常時電流値	kA		12.0	3.0	3.0	3.0	3.1
超電導ケーブル	フォーマ外径	mm	40	16	35	35	18
	線材本数	本	171	43	43	43	45
	導体層外径	mm	50.4	23.6	61.2	61.2	25.6
	絶縁外径	mm	60.4	35.6	70.6	70.6	75.6
	層数(シールド)	層	4	2			1
	シールド外径	mm	65.2	38			76.8
	コア外径	mm	67.7	40.5	70.6	70.6	79.3
	三心撚り外径	mm		97.2			
	断熱内管内径	mm	84	94	89	114	134
	断熱内管外径	mm	96	106	104	129	146
	断熱外管内径	mm	121	131	133	158	171
	断熱外管外径	mm	133	143	148	173	183
	仕上外径	mm	140	150	155	180	190
	交流損失	kW/km	1.9	0.3	0.4	0.4	0.3
	誘電損失	kW/km	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
	断熱管侵入熱	kW/km	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	端末負荷	KW	0.6	0.6	0.61	0.61	0.6
	入口温度	K	70.0	70.0	68	68	68.0
	出口温度	K	75.7	76.3	76	76	76.8
	入口圧力	Mpa	0.3	0.3	1.0	0.9	1.0
出口圧力	Mpa	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
冷却長	km	0.1	0.2	3.0	10.0	10.0	
液体窒素流量	L/min-pipe	10	10	30	90	150	

(出典：調査団作成)

2) 超電導直流および交流ケーブルの容量

送電容量、適用電圧および適用電流については、表 5.4、表 5.5 に記載したとおりである。

3) 超電導直流および交流ケーブルの単長に関する検討

工場製造においては、ケーブルの製造単長は、1km 程度となる。

一方、輸送面においては、ブラジル国内の陸路を制約とすると、トレーラーによるドラム輸送が長さを決める要素となる。この場合、ケーブルサイズ、ドラムサイズを考慮すると、500m がケーブル単長となる。

4) 超電導直流および交流ケーブル間の接続部検討

c) 中間接続部

500m を超える長さのケーブル亘長の場合には、輸送限界の長さのケーブルを現場で接続する必要がある。そのために、中間接続部が必要となるが、中間接続部の種類としては、液体窒素が流通する普通接続部と、液体窒素の入出が可能な液体窒素止め接続部がある。

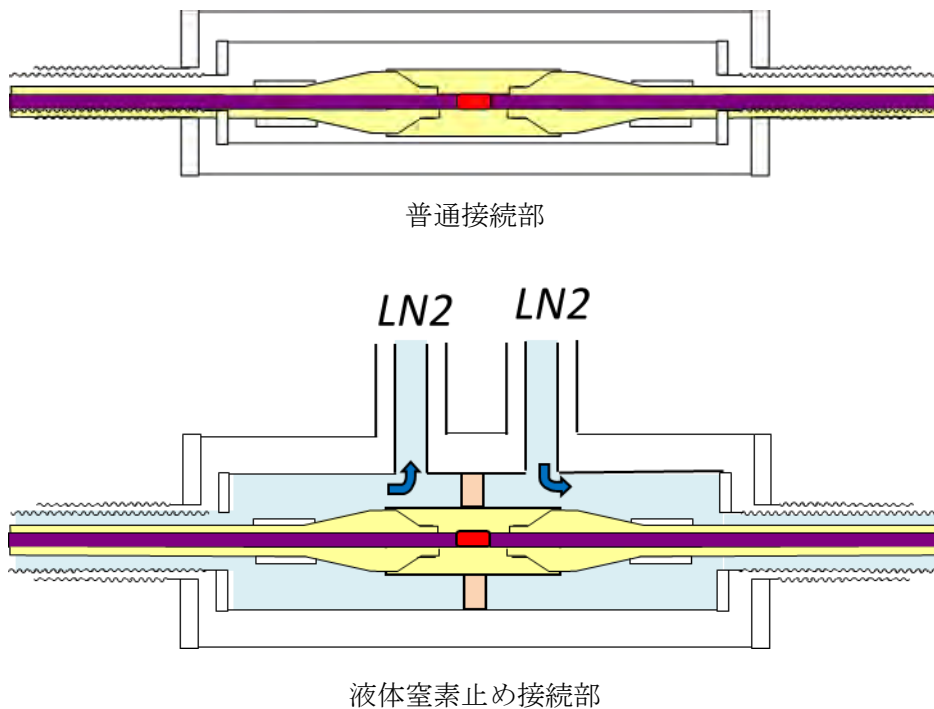


図 5.3 中間接続部

(出典：調査団作成)

d) 終端接続部

終端接続部の構成を、図 5.4、図 5.5 に示す。

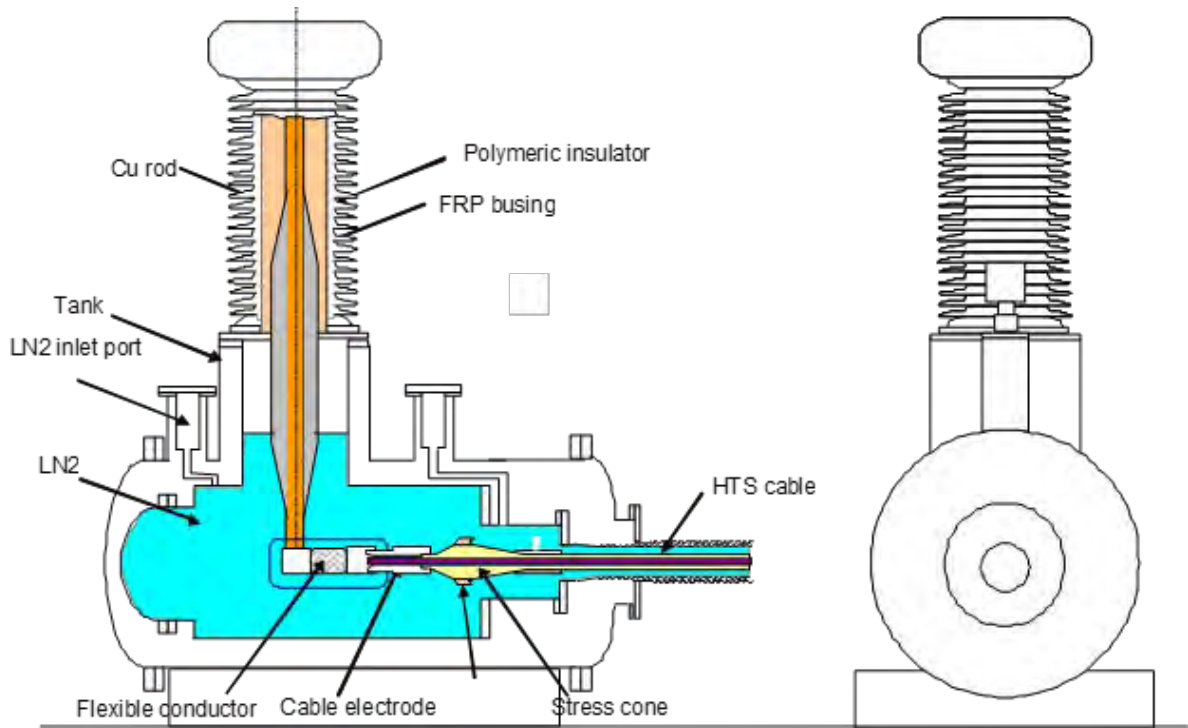


図 5.4 DC ケーブル用終端接続部

(出典：調査団作成)

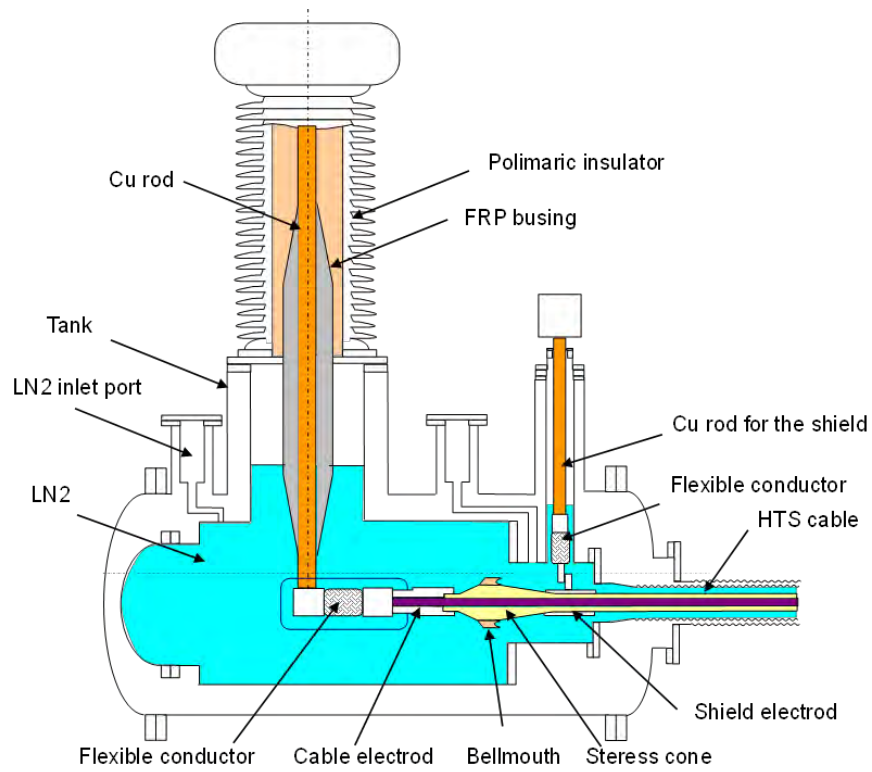


図 5.5 AC ケーブル（単心）用終端接続部

(出典：調査団作成)

5) 超電導ケーブル運転に対する、冷却システムへの要求仕様

超電導ケーブルの熱負荷については、表 5.4、および表 5.5 のとおりである。交流超電導ケーブルでは、ケーブルの交流損失と誘電損失、および外部からの侵入熱の合計がケーブルの熱負荷となる。一方、直流超電導ケーブルでは、ケーブル自体の損失がほとんどなく、外部からの侵入熱がほぼそのままケーブルの熱負荷となる。

このケーブルの熱負荷にもとづき冷却システムの設計が行われる。

6) 直流および交流超電導ケーブルの長期信頼性に関する評価

a) 断熱構造の長期信頼性

超電導ケーブルの断熱は真空断熱が適用されており、断熱性能は真空度に依存する。真空度が低下すると、外部からの熱の侵入が大きくなり効率が低下するが、運転の継続は可能である。真空度確保のため、現状では 1 年に 1 回程度の真空引きが必要と想定されるが、これについては、ケーブルサイズおよびケーブル長さの設計に合わせて検討されるものである。

b) コルゲート管あるいは鋼管の劣化

劣化については、通常のケーブルと同様に 30 年の運転を考慮した設計としている。現状のケーブルに適用されている構造と同様のものであり、現状のケーブルにおける実績と同様の信頼性を有すると考えられるが、これについても、超電導ケーブルの詳細設計に合わせて検討されるものである。

c) 接続部および端末部の劣化

前項と同様、通常のケーブルと同様に 30 年の運転を考慮した設計としている。

7) 運転開始後のメンテナンスに関する検討

a) 常時監視が必要な項目

常時監視が必要な項目として以下のものが考えられる。超電導線材に異常がないか、冷却装置による冷却が正常に実施されているかを監視するものである。

- ・超電導ケーブル断熱層の真空度
- ・ケーブル電圧
- ・ケーブル電流
- ・液体窒素入口、出口温度
- ・液体窒素入口、出口圧力
- ・液体窒素流量

b) 日常的な点検が必要な項目

日常的な点検が必要と考えられる項目は以下のとおりである。センサによる常時監視で代替することも可能である。

- ・真空ポンプ
- ・UPS（ケーブルモニター用）

c) 定期点検項目および点検周期

定期点検が必要な項目は以下のとおりである。超電導ケーブルに特有のものではなく、一般に使用される機器であるため、点検周期については、現状のブラジル電力セクターにおける実績および超電導送電システムの信頼性を考慮して決定されるものである。

- ・真空ポンプ（注油など）
- ・ケーブル端末の碍子表面の洗浄

5.2.3 冷却システム

1) 冷却システムの構成と主要構成機器

a) 冷却システムの構成

冷却システムの基本構成を図 5.6 に示す。超電導ケーブルの冷却には液体窒素が使用され、この液体窒素を循環して流すことにより超電導ケーブルで発生する熱損失をとりさる。従って冷却システムは液体窒素を循環するための循環ポンプ、液体窒素を冷却するための冷凍機から構成される。液体窒素の比体積は温度により変化し、温度が 10K 程度変化すると体積が 7%程度変化する。そのため、冷却システムにはリザーバタンクを設置し、体積変動を吸収する。また、超電導ケーブルには高電圧が印加されるため、液体窒素部での部分放電を防止するため、0.2MPa 程度の背圧を液体窒素にかけるが、リザーバタンクはこの背圧調整にも使用される。

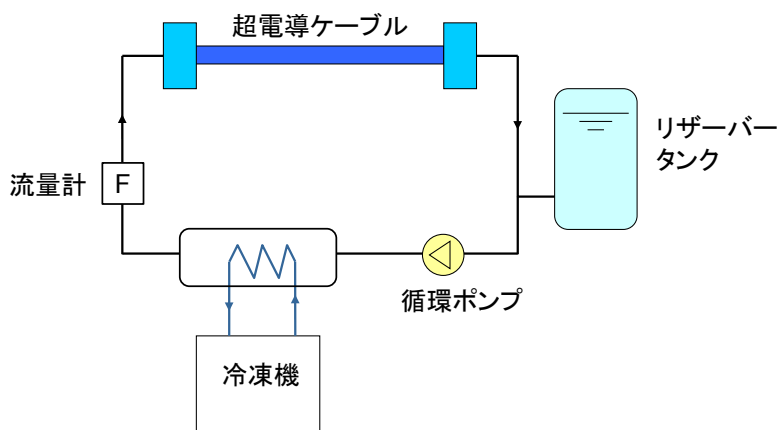


図 5.6 冷却システムの基本構成

(出典：調査団作成)

b) 主要構成機器

① 冷凍機

超電導ケーブルに必要な温度が得られる冷凍機としては、Gifford-McMahon (G-M) 冷凍機やパルチューブ冷凍機、スターリング冷凍機およびブレイトン・サイクル冷凍機がある。このうち実用規模の超電導ケーブルの冷却にはブレイトン・サイクル冷凍機が適していると言われている。ブレイトン・サイクル冷凍機は冷媒の圧縮・膨張を繰り返すことで冷却を行う装置である。基本構成を図 5.7 に示す。

圧縮機、膨張機にターボ圧縮機、ターボ膨張機を使用すると回転部の軸受部の無摺動化が可能となり、長期連続使用が可能となり、シールのためのオイルが不要なのでオイルフリー化も行えるなどの特徴を有している。超電導送電ケーブルは液体窒素で冷却するので、

冷凍機の冷媒には沸点が窒素（77K、大気圧）より低いヘリウム（4.2K、大気圧）やネオン（27.1K、大気圧）が使用される。すでに冷却能力として 10kW クラスまで開発が行われている。

ターボ圧縮機の圧縮比は大きく取れないため、圧縮機は多段構成となる。下図では 3 段構成とした。冷媒はターボ膨張機により膨張することで低温になり、この冷媒と液体窒素を熱交換させることで液体窒素の熱を取り去る。冷媒は液体窒素から熱を奪い、加温される。また、ターボ圧縮機で圧縮されるごとに圧縮熱が発生する。これらの熱は一般的には冷却水で冷やすことで取り去られる。ターボ圧縮機は常温空間で使用されるが、ターボ膨張機は冷媒を液体窒素温度以下まで冷却する。液体窒素との熱交換に使用される熱交換器も液体窒素温度以下で使用される。そのため、ターボ圧縮機や熱交換器は Cold Box と呼ばれる断熱真空容器に収納されるのが一般的である。

ターボ圧縮機とターボ膨張機を使用したブレイトン・サイクル冷凍機の冷却容量は最大で 20kW 程度と考えられる。

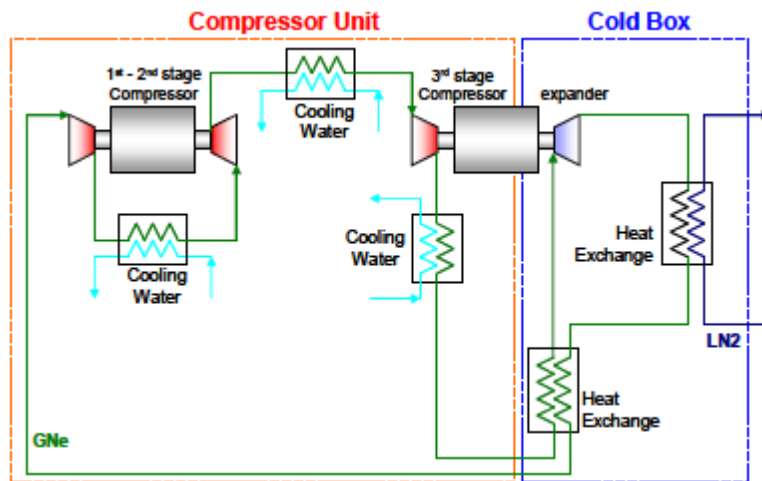


図 5.7 ターボブレイトン・サイクル冷凍機

(出典：調査団作成)

② リザーバタンク

液体窒素の密度は 77K で 808kg/m³、66K では 856kg/m³ であり、77K から 66K まで冷却すると体積は 7%程度減少する。従って、液体窒素温度の変動による体積変化の影響は大きく、これをリザーバタンクにより吸収する。リザーバタンクは液体窒素の絶縁耐性を向上するための背圧調整にも使用される。

③ 循環ポンプ

循環ポンプは液体窒素を加圧して圧送するために使用される。液体窒素温度で使用されるため、室温からの液体窒素への入熱を抑えるために真空断熱容器内に設置して使用する。

④ 流量計

流量計には質量流量を測定するコリオリ流量計や差圧式流量計などが使用されており、コリオリ流量計を使用すれば質量流量を測定するため、温度変動による液体窒素の体積変化の影響を受けることがない。差圧式流量計は差圧から流量を計測するため圧力変動の影響を受けやすいが、小型で設置しやすいという特徴を有する。

c) 冷却ステーションの配置

超電導ケーブルは極低温で使用されるため、ケーブル周囲の室温からの侵入熱と通電電流の変化により発生する交流損失による熱が発生する。冷凍機はこれらの熱を取り去るために使用され、この熱の発生量により、1 台の冷凍機で冷却できるケーブル長の限界が決まる。仮にケーブル単位長あたり 2W/m の熱が発生し、冷凍機容量を 20kW とすると 10km まで冷却できる。しかし、送電ケーブルの長さは数百 km から数千 km に及ぶため、多数の冷凍機をある距離ごとにおいて使用することになる。

冷却システムは冷却ステーションに設置される。冷却ステーションの配置例を図 5.8 に示す。

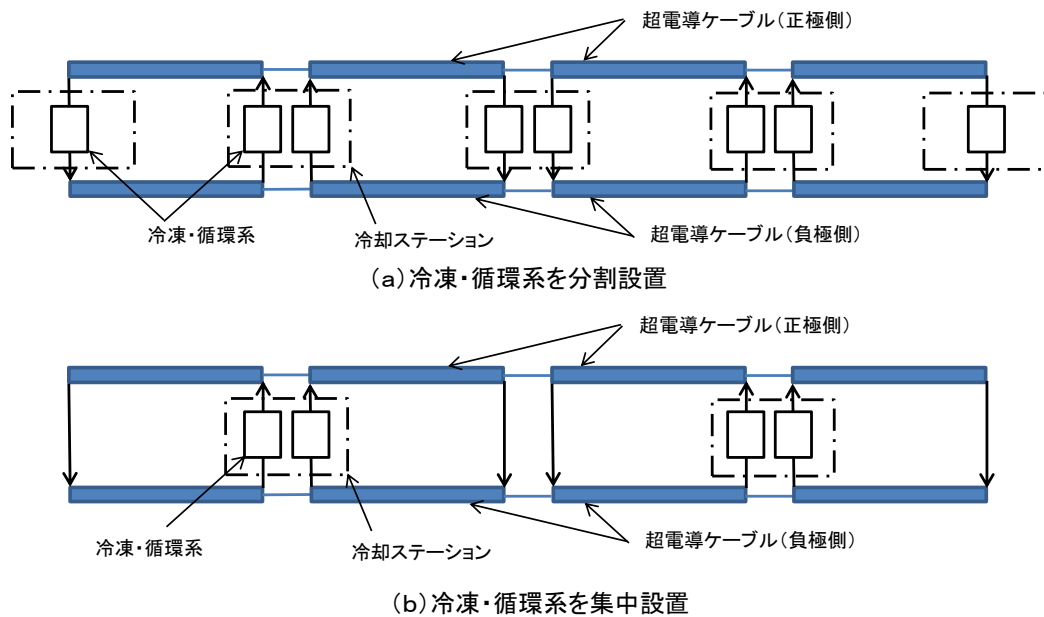


図 5.8 冷却ステーションの配置

(出典：調査団作成)

d) 信頼性を考慮した冷却システムの構成

磁気軸受けを使用したターボ機器の寿命は長い。しかし、何らかの故障が発生しないということはない。循環ポンプも定期点検を行うことで長期間の仕様が可能だが、何らかの故障で停止する可能性はゼロにできない。冷凍機、循環ポンプとも超電導ケーブルの使用において必須の機器である。したがって、長期の信頼性という観点からは何らかの冗長性を考慮する必要がある。ここでは冗長性の方法として

- i) 循環ポンプの 2 重化
 - ii) ターボ圧縮機の 2 重化
 - iii) ターボ膨張機の 2 重化
- を行った例を図 5.9 に示す。

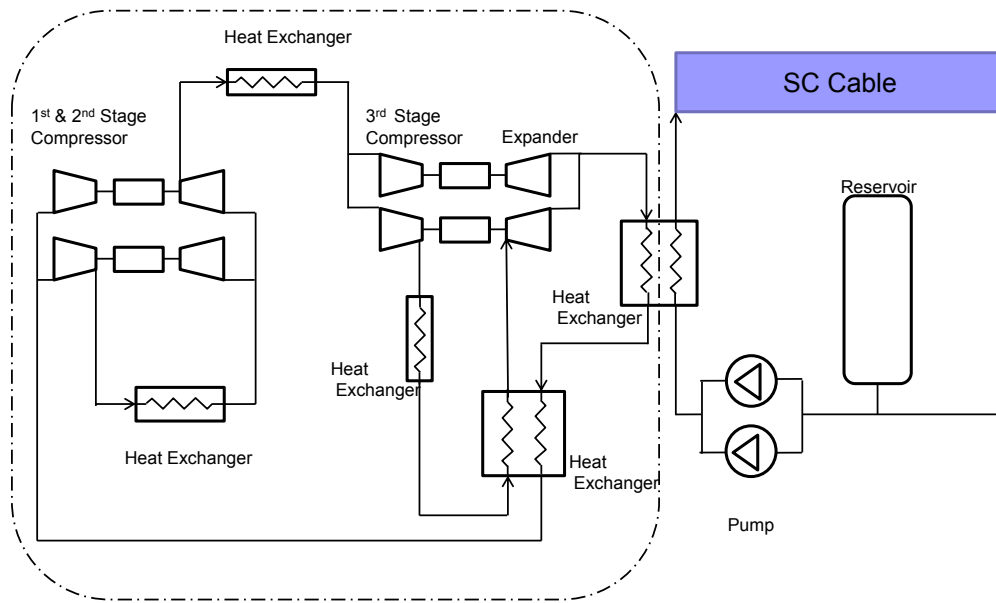


図 5.9 冗長性を考慮した冷却システム

(出典：調査団作成)

e) レイアウト

現地での設置工事を簡単にするためにコンテナサイズでまとめた例を図 5.10 に示す。コンテナ2台で構成し、1台は圧縮機、Cold Box、循環ポンプなどの機器を搭載し、もう1台には制御盤、空冷チラーユニットなどを配置した。

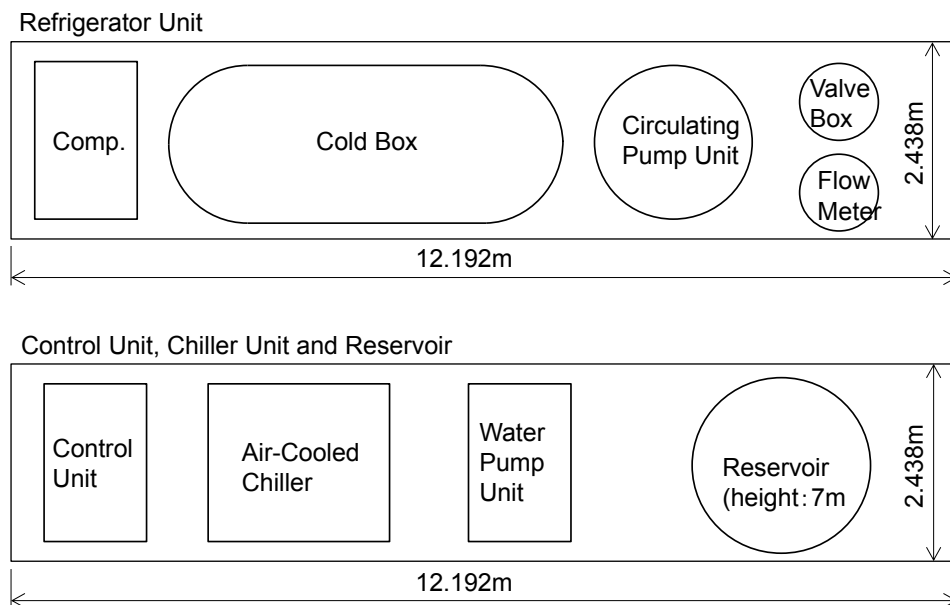


図 5.10 冷却システムレイアウト

(出典：調査団作成)

f) パイロットプラントで実証する課題

- ① ブレイトン・サイクル冷凍機はすでに 10kW クラスまでの開発は終わっており、長距離送電では 20kW 機が必要と考えられる。20kW 機の検討では、これまでの 10kW 機で利用されてきたターボ機械を冗長性の観点も含めて 2 重化することにより 20kW 機を実現する方法と単機で 20kW が実現できるようターボ機械を大容量化する方法が考えられる。大容量化を実現するにはターボ圧縮機の圧縮動力やターボ膨張機のエネルギー回収に高速・大容量モータが必要となる。回転数として数万～十数万 rpm、容量として 20kW クラスであれば 200kW 程度のモータが要求されるが、他用途でこのようなモータを必要とするものがないため、冷凍機用として開発することになる。そのため、上記開発の実現に向けた課題の抽出が重要であり、パイロットプラントでの開発と実証が重要である。
- ② 冷凍機の冷媒の圧縮工程で発生する熱（圧縮熱）やターボ回転機のモータの発熱などは冷却水クーラーを介して冷却水によって取り除かれる。この冷却水は循環使用が可能だが、循環使用するためには吸熱し温度上昇した冷却水から熱を取り去る必要がある。そして冷却水を循環使用するための付帯設備の設計については設置環境への十分な配慮が不可欠となる。一般には、冷却塔にて大気を利用し循環水の蒸発により冷却する方法が多く採用されているが、蒸発分の補給に市水を使用している。しかし、設置環境を考えると必ずしも市水が使用できるとは限らない。また冷却水が蒸発する部分は冷却水と大気が接するため冷却水が汚れやすく、冷凍機に設置されている水冷クーラーの性能が低下し冷凍機の故障を引き起こすことが懸念される。そのため、蒸発式冷却塔に比べて冷却効率が多少落ち、設置寸法が大型になるが空冷方式の冷却塔も含めて検討を行う必要がある。ただし、空冷式冷却塔の場合、大気との熱交換により冷却水を冷やすため、同じ大気温度に対して蒸発式よりも冷却水温度が高くなる傾向となる。冷却水温度の上昇はそのまま冷媒ガスの温度上昇につながるため冷凍能力への影響も含めて検討する必要がある。
- ③ 現在までに行われた実証では循環ポンプは入手可能なものを使用しているものが多いが、長期信頼性については保証されていない。長距離送電では液体窒素を循環させるケーブル長がながくなり、高揚程が要求される。高揚程を実現するには、循環ポンプに採用されている遠心式ポンプにおいてこれまでよりポンプの回転数を高くする必要がる。この場合、これまでよりもポンプ軸受の寿命が短くなるなどの課題が考えられるため、ポンプ軸受や内部構造などを工夫し、長距離の冷却が可能で、信頼性の高い循環ポンプの開発が必要である。
- ④ 超電導ケーブルを冷却するための液体窒素は、冷却システムおよび超電導ケーブルを循環するが、圧力上昇などにより外部へ放出された場合は補給が必要となる。長距離送電では森林地帯など液体窒素を容易に補給できない立地条件に冷却システムが設置される場合も考えられるため、各冷却ステーション間で液体窒素を融通するシステムなどの検討が必要となる。

- ⑤ 冷却システムも今までの実証では冷凍機 1 台で冷やすことができたが、長距離送電では複数の冷凍機を使用することになる。構成や運転方式など検討すべき課題の一つである。また、長距離にわたってある間隔で冷却システムが配置される。給電方式やその電源をどのように得るかも重要な課題と言える。さらに停電時の対応や冷凍機等の機器故障時の対応、メンテナンスのありかたに関しても検討する必要がある。
- ⑥ 現地での建設・設置を考慮した構成：現地での建設を容易にし、設置期間を短くでき、設置スペースも少なく済むように構成する必要がある。一方で、メンテナンス性も高められるような機器レイアウトへの配慮も必要となる。例えば、構成機器の故障が発生した場合の交換や修理などの対応が問題なくできることは、冷却システムの早期復旧および安定的な運用には不可欠である。また設置場所の選定方法の検討も重要である。河川の氾濫、落雷、豪雨、突風など自然災害による影響をできるだけ抑えることにより、システムの長期的な安定運用の実現には重要である。
- ⑦ 受電方式：冷却システムは 10～20km 間隔で 2,000km にわたり設置される。この受電方法に関して電力系統の信頼性の観点から検討する必要がある。一例としては直流超電導ケーブルが送電する電力を発電する発電機より供給する方法が考えられる。この場合は 2,000km にわたり供給することになるので、直流給電となる。また、発電機異常時でも給電を可能とするために、異常時は送電線の負荷側からの給電を可能とすることで信頼性の向上を図ることができる。

5.2.4 交直変換装置

1) 交直変換器および周辺機器の構成およびレイアウト検討

a) 交直変換器および周辺機器構成の検討条件（超電導直流ケーブルの適用を考慮した前提条件）

長距離超電導直流送電は、超電導直流ケーブルの技術開発動向や適用の条件などが、システム構成の制約や設置コスト等に大きく影響を与えることから、システム構成検討にあたって超電導直流ケーブルの検討結果と協調をはかった検討が必要である。

以下に、超電導直流ケーブルの適応を考慮した前提条件（検討条件）を示す。

(1) 超電導直流ケーブルを考慮したシステム構成

超電導直流ケーブルの構成を考慮した適用可能性のあるシステム構成を表 5.6 に示す。

表 5.6 直流送電システム構成（ケーブル構成考慮）

No.	超電導 ケーブル構成	帰路方式	構成図
1	2 導体ケーブル (2 条)	大地帰路	
2	1 条同軸ケーブル (1 条)	大地帰路	
3	3 導体ケーブル (3 条)	導体帰路	

(出典：調査団作成)

(2) 超電導直流ケーブル関連

超電導直流ケーブルの制約事項は下表とする。

表 5.7 直電導直流ケーブルの制約事項

No.	項目	仕様・制約事項
1	線材	<ul style="list-style-type: none"> ・ Bi 線、Y 系線 ・ 160A/400@77K 幅が提供可能な仕様
2	最大直流電圧	<ul style="list-style-type: none"> ・ DC250kV (交流 275kV 超電導直流ケーブルの実績を考慮)
3	冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・ サブクール液体窒素循環冷却 ・ ポンプ吐出圧力：1MPa ・ 冷凍機最大容量：20kW (1ステーションあたり)

(出典：調査団作成)

また、送電容量を 4,000MW とした際の直流電圧、電流値は下表となる。

表 5.8 直流電圧、直流電流値および線材本数 (4,000MW)

No.	直流電圧	直流電流
1	±150kV	13,333A
2	±200kV	10,000A
3	±250kV	8,000A

(出典：調査団作成)

b) 交直変換器および周辺機器構成の検討

① 交直変換器 (変換所) 構成の選定

直流送電システムの重要設備である交直変換所は、種々のニーズや条件、設置コスト等を考慮して最適な構成を決定する必要があるが、a)項で整理した前提条件をベースに、以下検討した。

(1) 変換装置 (変換方式) の選定

直流送電設備に適用される変換装置には、主にロスが少なく大電力長距離プロジェクトで採用されている他励式変換装置(LCC : Line Commutated Converter)と、比較的ロスは大きく一般的には架空送電線への適用に課題があるが運用の制約が小さい自励式変換装置(VSC : Voltage Sourced Converter)がある。

表 5.9 に LCC と VSC の主要項目の比較結果を示す。VSC は現時点では大容量化が困難でありコスト面、ロス面でも LCC が有利である。

一方、VSC は現在、大容量化や低ロス化の開発途上でもあり、超電導直流送電が実現する時期には、コスト、ロス面においても VSC が有利または LCC と同等となっている可能性も否定できないが、今回の検討では、LCC をベースに検討することとする。

表 5.9 変換装置の方式比較

評価項目	LCC	VSC	有利な方式
電圧安定度	考慮事項多い (今回は問題なし)	考慮事項少ない	両者適用可
架空送電線	適用可	制約事項多い (今回はケーブル)	両者適用可
ケーブル送電線	問題無	問題無	両者適用可
大容量化	可能	開発中	LCC
コスト	基準	高	LCC
ロス	小	大	LCC
総合評価	LCC (現時点評価)		

(出典：調査団作成)

(2) 適用可能な回路構成

✓ 単極構成と双極構成

適用可能な回路構成としては下記の評価に示すように双極構成と単極構成があるが、信頼度や大容量化が可能な面から双極構成とする。

表 5.10 単極構成と双極構成の比較

評価項目	双極構成	単極構成	有利な方式
設備信頼度	高い	低い	双極構成
設備稼働率	高い	低い	双極構成
設備利用率	高い	低い	双極構成
設備容量	大容量可	大容量困難	双極構成
総合評価	双極構成		

(出典：調査団作成)

✓ 帰路方式

適用可能な帰路方式としては、下記の評価に示すように導体帰路方式と大地帰路方式がある。変換所としては、接地電極が不要で接地電流に関する環境インパクトも無い導体帰路方式が最適と判断される。

ただし、導体帰路方式は超電導直流ケーブル数が大地帰路方式に比べて1本追加となることから、全体コストが増加することになる。

特に、架空送電に比較し、ケーブル送電では長距離になるほど全体コストに占める送電線コストの割合が高くなることから、プロジェクトの実現性と検討対象(実プロジェクト)である Belo Monte – Rio de Janeiro 間直流送電プロジェクト(常電導)では大地帰路方式が

採用されていることから、大地帰路方式とする。

表 5.11 帰路方式の比較

評価項目	導体帰路方式	大地帰路方式	有利な方式
環境対策	環境インパクト少ない	適切な接地電極が必要	導体帰路方式
接地電極設備	不要	必要（両端）	導体帰路方式
設備稼働率	高い (フレキシブルな運用可)	低い	導体帰路方式
コスト	高い（ケーブル）	基準	大地帰路方式
総合評価	大地帰路方式		

(出典：調査団作成)

✓ 最適な直流電圧・直流電流の選定

通常、直流送電システムの最適な直流電圧は、必要とされる送電容量、ロス、変換器の技術開発動向（最大電圧、最大電流）、運用条件（単極/双極）、経済性など種々要因をトータルで考慮して選定されるが、今回の長距離超電導直流送電では、超電導直流ケーブルの制約が主要な要因となる。（最大直流電圧＝±250kV ： 表 5.12 参照）

一方、今回の検討対象とした Belo Monte - Rio de Janeiro HVDC Project は、4,000MW と大容量の直流送電となることから、最大直流電圧±250kV の制約事項を考慮して直流大電流に対応した回路構成にする必要がある。

また、最大直流電流は、主に変換器に適用可能な変換素子の容量で決定される。他励式変換装置ではサイリスタ素子の最大電流に依存し、現状では直流 4,000A が最大である。したがって、超電導直流ケーブルの最大直流電圧±250kV を考慮すると変換器回路は2並列以上の構成が必要となる。

以下、表 5.8 で整理した超電導直流ケーブルの直流電圧選定結果における、変換器からみた評価結果を表 5.12 に示す。

表 5.12 直流電圧別の構成比較

No.	直流電圧	直流電流	変換器構成	評価
1	DC±150kV	13,333A	<ul style="list-style-type: none"> 4,000A 以上となり変換器の3並列構成が必要。 回路構成が複雑となる。 	×
2	DC±200kV	10,000A	<ul style="list-style-type: none"> 4,000A 以上となり変換器の3並列構成が必要。 	△
3	DC±250kV	8,000A	<ul style="list-style-type: none"> 4,000A 以上となり変換器の2並列構成が必要。 ±200kV と回路構成は同じだが直流電流が低減でき、直流回路(変換器周辺)でもメリットある。 超電導ケーブルの線材も低減できる。 	○

(出典：調査団作成)

以上より、直流電圧±250kV、直流電流 8,000A を選定する。

なお、超電導ケーブル側での技術動向やコストの分析結果からも、DC±250kV との結果が得られており、DC±250kV が最適電圧と考えられる。

2) 交直変換所の周辺機器の構成検討

c) 制御装置の構成

制御装置は、双極の直流送電システムの標準的な構成を適用できる。図 5.11 に標準構成を示す。

図 5.11 の構成に加えて、プロジェクト特有の機能を付加することで制御装置は構成され、超電導直流送電であることによる特殊性はない。

図 5.11 に示した制御装置それぞれの主な機能を表 5.13 に示す。

表 5.13 制御装置（標準構成）の主な機能

No.	制御装置	主な機能
1	Power Management	給電所からの電力指令値を受け、直流送電電力を変換器の制御系に出力、監視する。
2	Operator Control	運転員による変換所全体の監視、主回路機器の制御を行なう。
3	AC System Control	交流系統の条件（送電線の回線数、発電所の運転状態）などを入力し、直流送電の運用制約等を演算することで、交流システムと直流システムの協調制御を行う。
4	Bipolar Control	Pole-1、Pole-2 のバランス制御など、双極全体での直流電力を制御する。事故時のリカバリー制御なども行う。
5	Pole-1(2) Master Control	極単位での起動停止制御や、直流電力を制御し、Converter Control に対して指令値を出力する。
6	Pole-1(2) Converter Control	Master Control からの指令値に基づき、変換器の制御を行う。両端の変換所に設置される。
7	Valve Control	変換器（サイリスタバルブ）のに対し制御パルスを出力する。
8	Var Control	直流送電電力に合わせて、変換所全体の無効電力を制御する。
9	Tele Communication	変換所間の制御用、監視用の情報伝送を行う。

（出典：調査団作成）

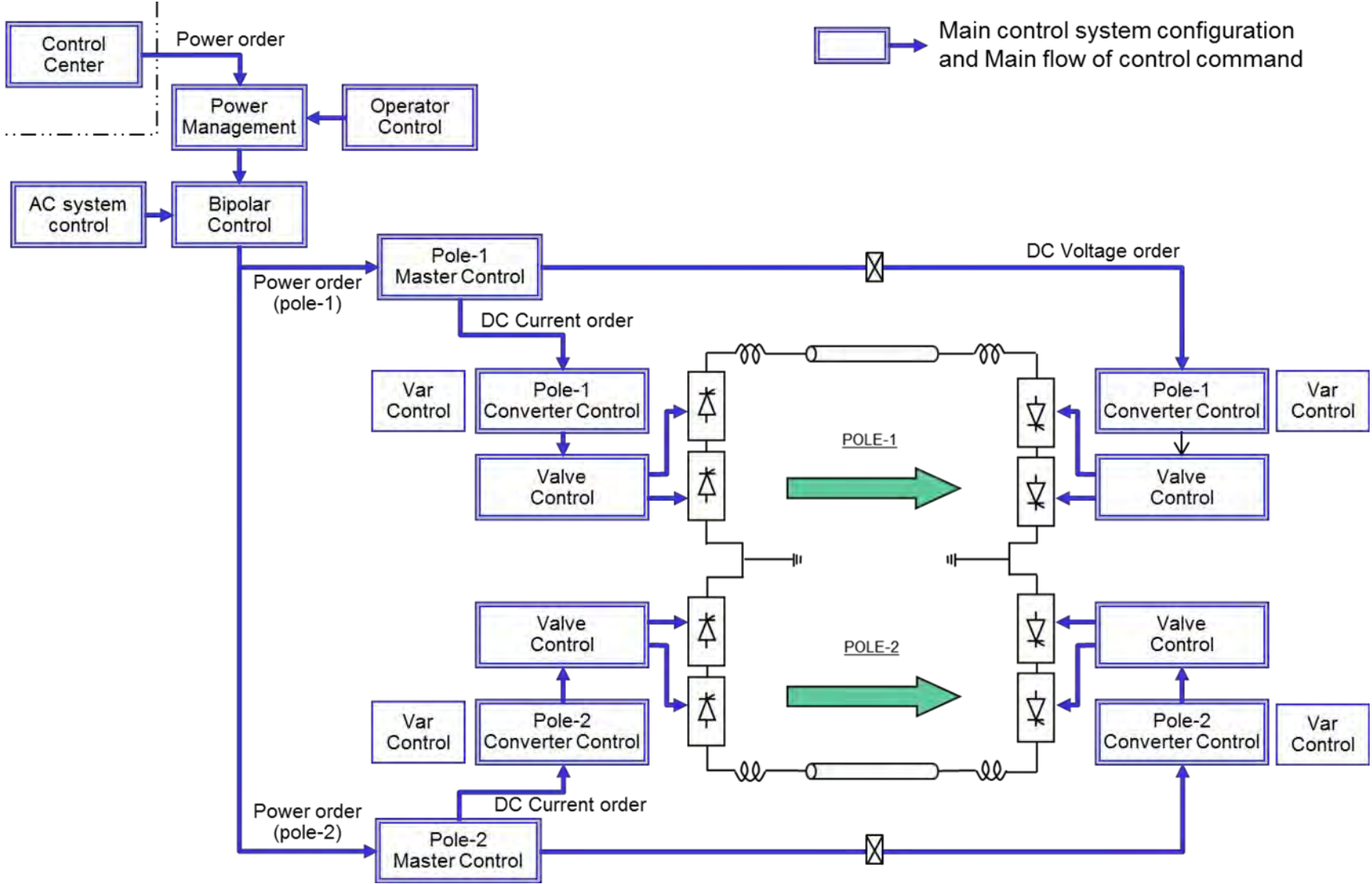


図 5.11 制御装置構成 (標準構成)

(出典：調査団作成)

d) 必要となる周辺機器および構成機器

直流送電システムにおいて最も重要な構成機器である変換器、制御装置以外の周辺機器を表 5.14 に示す。

表 5.14 直流送電システムの周辺機器

No.	周辺機器	主な機能
1	変換用変圧器	交流回路と直流回路との絶縁をはかり、変換器構成、定格に応じた電圧変換を行う。
2	直流リアクトル	変換器から出力された直流電圧、電流を平滑化する。また、異常発生時の過電流や急変を抑制する。
3	交流フィルタ	変換器が発生する交流側に流れ込む高調波を吸収する。
4	直流フィルタ	変換器が発生する直流側に流れ込む高調波を吸収する。
5	直流開閉装置	直流主回路構成の切替を行う。
6	直流計器用変成器	主回路の直流電圧、電流を検出し制御・保護・計測に適切な電圧、電流に変換する。
7	その他	その他、通常の交流変電所に設置される機器も必要

(出典：調査団作成)

上記以外に、通常の交流変電所に設置される機器（交流開閉器、所内用変圧器、電源回路）などが必要となる。

以上の検討結果から、直流連系設備の変換所機器に係る仕様案を表 5.15 にまとめた。各機器の仕様は今後、ブ国の機器規格、Grid Code 及び実際の系統で発生する現象の解析に基づいて検討し、決定することになる。

また、図 5.12 に、4,000MW, ±250 kV 直流送電システムの主回路単線結線図案を示す。

表 5.15 超電導直流送電プロジェクト 変換所機器仕様案

No.	要求事項		要求仕様		備考
			Belo Monte C/S	Rio de Janeiro C/S	
1	変換器	変換方式	・他励式 (サイリスタバルブ)	・同左	
		定格容量 電圧・電流	・1,000MW, 250kV-4,000A 極あたり2並列接続	・同左	
		点弧方式	・光直接点弧 または電気点弧	・同左	
		結線方式	・12 パルスブリッジ ・2 Group/Pole	・同左	
		絶縁・ 冷却方式	・屋内空気絶縁 ・純水循環水冷却	・同左	
2	変換用 変圧器	定格容量・ 定格電圧	・1,200MVA ・500kV/110kV	・同左	
		結線方式・ %インピーダンス	・Y/Y/D ・15%	・同左	要解析
		タップ値	(電圧変動幅等により決定)	・同左	
3	直流 リアクトル	定格電圧・ 定格電流	・DC 250kV-4,000A	・同左	
		インダクタンス	・0.25H	・同左	要解析
4	交流フィルタ	基本波容量	・11th : 要定義 ・13th : 要定義 ・HP : 要定義	・11th : 要定義 ・13th : 要定義 ・HP : 要定義	
5	直流フィルタ	定格電圧・ 共振次数	・不要	・不要	
6	制御保護 装置	方式・構成	・デジタル, 2系列	・同左	
		基本制御	・APR 制御方式 ・REC 側 ACR ・INV 側 AVR & AγR	・同左	

(出典：調査団作成)

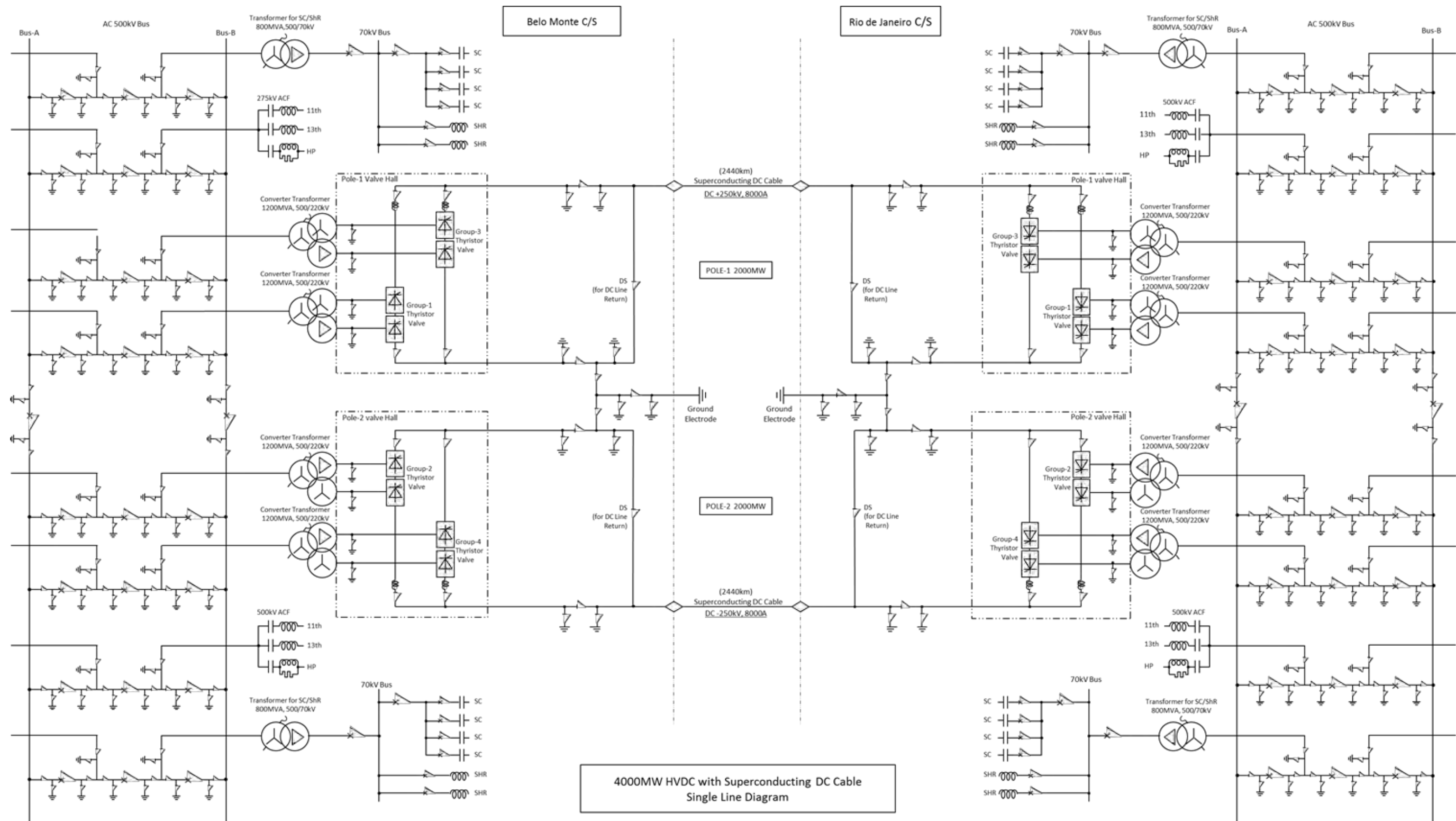


図 5.12 4,000MW 超電導直流送電 単線結線図

(出典：調査団作成)

3) 交直変換器の電圧低減・大電流化の開発に関する検討と課題抽出

a) サイリスタバルブの電流容量による変換器構成の検討

前述の「交直変換器（変換所）構成の選定」での検討結果より、今回の超電導直流送電の定格電圧・電流は、DC±250kV、8,000A を選定した。

直流電圧±250kV は一般的に適用されている電圧レベルであり、±800kV の高電圧を適用したプロジェクトもあることから技術課題はないが、直流電流は 4,000A 程度が現在の技術レベルでは最大であるため、直流電流 8,000A の適用には課題がある。

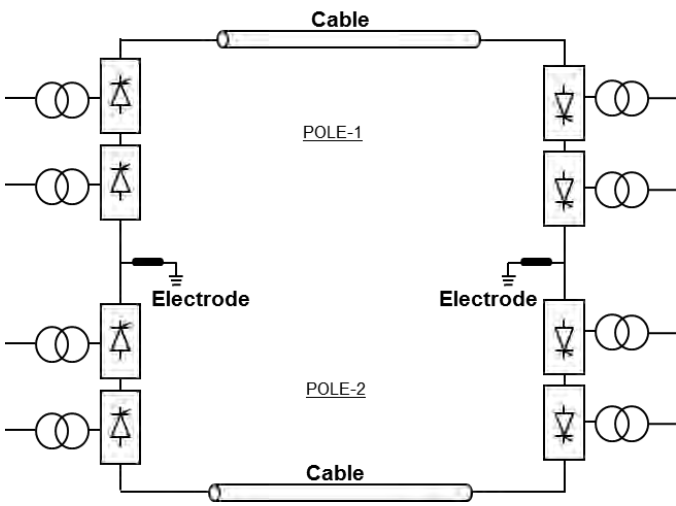
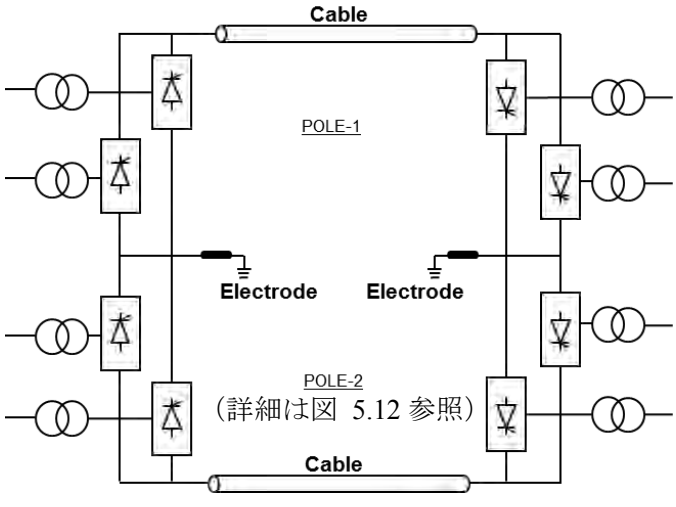
直流電流の最大電流は、変換器を構成するサイリスタバルブの最大定格電流で制限され、特にその構成部品であるサイリスタ素子（スイッチングデバイス）の定格電流によって制限される。

したがって、直流電流 8,000A を適用するには、変換器の 2 並列構成が不可欠となる。

直流送電システムの構成は、直列構成が一般的であり、並列構成は一般的ではないが、並列構成を適用しているプロジェクトも世界では例があり、技術的には可能であると考える。（日本のプロジェクトでの適用事例はない。）

表 5.16 に直列構成と並列構成の比較を示す。

表 5.16 直列構成と並列構成比較

	構成概要	特徴
直列構成		<ul style="list-style-type: none"> 一般的な回路構成 送電容量の増加は直流電圧を増加させることで対応が可能。 直流電流は 4,000A 程度が最大。
並列構成		<ul style="list-style-type: none"> 一般的ではないが、適用例あり。 直流電流の増加が可能。 並列回路の制御や運用が複雑になる。

(出典：調査団作成)

b) 変換器構成（並列回路）に伴う制御方法の検討

変換器構成が並列回路構成となる場合、その制御方法の確立も課題の一つとなる。

特に、直流送電容量は 4,000MW であり大容量となることから、直流送電システムに発生する擾乱は交流システムにも影響を与えることになるため、起動/停止時、定常運転時だけでなく、故障発生時においても安定した制御が求められる。

表 5.17 に、現状で考えられる制御方法の課題を示す。

表 5.17 制御方法の課題

No.	項目	課題
1	起動	・ 起動時の並列回路の電圧、電流のバランス制御
2	追加起動 個別停止	・ 1 並列運転から 2 並列運転への追加起動および 2 並列運転から 1 並列運転への個別停止制御
3	定常運転	・ 並列回路間の出力一致制御 ・ 交流システムでの擾乱（電圧変動など）発生時の安定化制御（製作誤差、制御誤差などを考慮する）
4	故障発生時の制御	・ 変換器のみでなく、交流回路、送電線（ケーブル）などの回路故障時の安定した停止方法 ・ 送電電力を確保するための健全極のリカバリー制御
5	停止	・ 起動時の並列回路の電圧、電流のバランス制御

（出典：調査団作成）

上記の課題については、従来の直列回路構成の制御方法をベースに具体的な制御回路を確立する必要があるが、現状の技術で不可能なものではないと考えられる。

実際の詳細設計段階において、シミュレーションやシミュレータ試験によって十分な検証を行うことが必要であると考えられる。

c) 電流容量増加に伴う周辺機器の仕様検討

現在の直流送電の実績では 4,000A が最大電流であり、8,000A はその 2 倍となることから、変換器の大電流対応（並列構成）の他、大電流が流れる周辺回路の大電流化の対応が必要となる。

したがって、直流 8,000A 通電対応のための技術開発・製品開発が必要となるが、導体の太線化や並列回路化などによる対応で可能と考える。（ただし、コストアップとなる。）

以下に、大電流化が必要と考えられる機器を示す。

- ① 直流母線
- ② 直流開閉器
- ③ 直流変成器
- ④ 直流ブッシング
- ⑤ 接地極

4) ブラジル国の環境を考慮した長期信頼性に関する評価

a) サイリスタバルブの設置場所に求められる条件

サイリスタバルブは、そのスイッチングデバイスに半導体素子であるサイリスタ素子を使用することから、バルブホールと呼ばれる空調管理した建屋内に設置される。

したがって、建屋内の空調管理方法や建築基準等はブ国の環境に合わせる必要があるものの、特有の環境を考慮する必要はない。

b) 制御装置および周辺機器の設置に求められる条件

制御・保護装置は、空調管理した制御室に設置される。したがって、サイリスタバルブと同様、特有の環境を考慮する必要はない。また、周辺屋外機器においても、実績のあるものであり、特有の環境を考慮する必要はない。

なお、直流送電システムにおいて最も重量物となる変換用変圧器の輸送方法、輸送制限、輸送経路の確保については、詳細設計後、事前に確認が必要である。

5) 運転開始後のメンテナンスに関する検討

以下、日本国内で採用されている運転開始後のメンテナンスに関する項目を記載する。

実プロジェクトでは、ブ国での運用方法や要求事項に合わせた最適なメンテナンス方法を決定する必要がある。

a) 常時監視が必要な項目

常時は、運転員が直流送電システムの運転状態や各機器の異常を監視する。

b) 日常的に実施が必要な点検項目

日常的に実施が必要な点検項目はない。

c) 定期点検項目と点検周期、定期的に交換が必要な機器、器具

表 5.18 に定期点検項目と点検周期、定期的に交換が必要な機器、器具を示す。

表 5.18 定期点検項目、交換部品および消耗品の一覧

1. 定期点検作業

設備分類	点検種別	点検周期[年]	点検項目
サイリスタバルブ本体 PG・LEC盤/電圧検出盤	普通点検	3	<ul style="list-style-type: none"> ・外観検査・清掃 ・絶縁抵抗測定 ・電源電圧測定 ・電圧リップル測定 ・制御保護回路動作試験 ・LD電流波形測定 ・FV/RV検出感度測定 ・低電圧分担測定 ・低電圧ターンオン試験 ・素子故障検出確認試験 ・差圧伝送器特性試験 ・測温抵抗体絶縁抵抗測定 ・測温抵抗体校正 ・漏水検出動作試験
	細密点検	6	<ul style="list-style-type: none"> ・外観検査・清掃 ・絶縁抵抗測定 ・電源電圧測定 ・電圧リップル測定 ・制御保護回路動作試験 ・LD電流波形測定 ・LD光量測定 ・ゲート制御機能試験 ・限時継電器動作時間測定 ・FV/RV検出感度測定 ・低電圧分担測定 ・低電圧ターンオン試験 ・素子故障検出確認試験 ・差圧伝送器特性試験 ・測温抵抗体絶縁抵抗測定 ・測温抵抗体校正 ・漏水検出動作試験 ・部品交換
バルブ冷却装置 バルブ冷却監視盤	普通点検	3	<ul style="list-style-type: none"> ・外観検査・清掃 ・絶縁抵抗測定 ・電源電圧測定 ・電圧リップル測定 ・制御保護回路動作試験 ・水位・水漏れ確認 ・純粋導電率確認 ・純粋回路出口側ストレナ点検 ・部品交換
	細密点検	6	<ul style="list-style-type: none"> ・外観検査・清掃 ・絶縁抵抗測定 ・電源電圧測定 ・電圧リップル測定 ・制御保護回路動作試験 ・水位・水漏れ確認 ・純粋導電率確認 ・純粋回路出口側ストレナ点検 ・計器校正 ・限時継電器動作時間測定 ・部品交換 ・熱交換器分解点検(12年ごと)

設備分類	点検種別	点検周期[年]	点検項目
変換用変圧器 連系用変圧器 直流リアクトル	普通点検	3	<ul style="list-style-type: none"> 変圧器本体及び付属品の外観構造点検 運転状態確認 油漏れの有無 異常音の有無 発錆の有無 結露の有無 電気的特性点検 絶縁油の耐電圧、水分測定 油中ガス分析
	細密点検	異常と判断された時に適時	<ul style="list-style-type: none"> 本体内部点検
交流・直流開閉設備	6年目点検	6	<ul style="list-style-type: none"> シリンダ注油 ドア、窓パッキン交換 DPシール部漏油確認 防水コーティング状況確認、補修 外部リンク機構ピン類点検
	12年目点検	12	<ul style="list-style-type: none"> 6年目点検項目 電磁弁、シリンダ解体点検 ダッシュポット解体点検 GD交換、ガス圧力計交換、ヒータ交換 B_g部、CT箱部再コーキング 電磁接触器(88リレー)交換 電子品交換 本体機器の全面再コーキング、再塗装 機構部グリスアップ ブッシング超音波探傷検査
	18年目点検	18	<ul style="list-style-type: none"> 6年目点検項目 補助リレーなど電装品交換 コイル交換 補助開閉器交換
	24年目点検	24	12年目点検項目
	30年目点検	30	6年目点検項目
直流制御保護装置 交流保護装置	普通点検	3	<ul style="list-style-type: none"> 外観・構造点検 絶縁抵抗試験 電源電圧測定 制御保護機能試験 入出力特性、代表要素による試験 総合動作試験 保護連動試験、起動停止運転試験
	細密点検	6	<ul style="list-style-type: none"> 外観・構造点検 絶縁抵抗試験 電源電圧測定 直流回路試験(DI/O,シーケンス,タイマー-etc.) 監視機能試験 制御保護機能試験 伝送回路試験 制御保護機能試験 入出力特性、リレー動作復帰特性 総合動作試験 保護連動試験、起動停止運転試験

2. 定期交換部品

設備分類	部品名称	交換周期[年]	備考
サイリスタバルブ本体 PG・LEC盤/電圧検出盤	ヒューズ	3	普通点検時に交換
	D/Dコンバータ	12	細密点検時に交換
	電解コンデンサ	12	細密点検時に交換
	スナバコンデンサ	24	細密点検時に交換
	FV/RV基板	24	電圧検出盤更新時に交換
	LD	24	PG・LEC盤、電圧検出盤更新時に交換
	制御基板	24	同上
バルブ冷却装置 バルブ冷却監視盤	イオン交換樹脂	3	普通点検時に交換
	ヒューズ	3	同上
	ポンプベアリング	6	細密点検時に交換
	ファンベアリング	6	同上
	計器類一式	12	同上
	熱交換器分解OH	12	同上
直流制御保護装置 交流保護装置	D/Dコンバータ	12	細密点検時に交換
変換用変圧器 連系用変圧器 直流リアクトル	コンパネ用ゴム膜	15	細密点検時に交換
	冷却ファンモータ用ベアリング	3	普通点検時に交換
	送油ポンプ用ベアリング	10	細密点検時に交換
	ガスケット	15	細密点検時に交換
交流・直流開閉設備	窓パッキン	6	
	機構部グリース	6	
	油フィルタ	6	
	計器類	12	
	ヒータ	12	
	電装品	18	
	内部グリース	24	
	メインレバークリース	24	

3. 消耗品(※定期交換部品ではなく、状態を見ながら交換を行っていく部品。)

設備分類	部品名称	交換の目安[年]	備考
サイリスタバルブ本体 PG・LEC盤/電圧検出盤	—	—	
	—	—	
	—	—	
バルブ冷却装置 バルブ冷却監視盤	ポンプ	24	
	ファン	24	
直流制御保護装置	—	—	
変換用変圧器 連系用変圧器 直流リアクトル (*は直流リアクトルには無い)	ヒト-継電器	10	
	ダイヤル温度計	10	
	放圧装置	10	
	*LTC切換開閉器	20年/20万回	
	*駆動装置	20年/80万回	
	*タップ選択器	20年/80万回	
	ブッシング	15	
	絶縁油	油中ガス分析による	
	冷却器	15	
	冷却ファン	15	
	送油ポンプ	15	
	活線浄油機	20	
	活線浄油機ろ過材	1	
	吸湿呼吸器	15	
	バルブ	15	
ダイヤル油面計	10		
交流・直流開閉設備	GCBアーク接触子	30	AC GIS

(出典：調査団作成)

5.2.5 超電導ケーブルの現地施工・設置方法

1) ケーブルの輸送

超電導ケーブルの輸送は、ケーブルドラムをトレーラーにより輸送する方法で行われる。ブラジル国内の陸送では、ケーブルドラムの大きさを考慮する必要がある。



(出典：調査団作成)

図 5.13 トレーラーによるケーブル（ドラム）輸送



(出典：調査団作成)

図 5.14 布設用台車を用いたケーブル（ドラム）輸送

2) 現地布設工事に関する検討

a) ケーブル断熱管（コルゲート管／鋼管）

ケーブル断熱管としては、フレキシブルなコルゲート管を用いたフレキシブル管と、直管を現場接続して断熱管とするパイプラインが考えられる。フレキシブル管は、ケーブルが自由に曲がることより、ケーブル布設が容易である一方で、熱侵入が大きく、波付形状であることから液体窒素の圧力損失が大きい。パイプライン形状は、駅多窒素の圧力損失が小さい一方で、現地で配管の組み立てが必要で、かつケーブルコアを引き入れる工事が必要になる。



Flexible cryostat



Straight pipe cryostat

図 5.15 ケーブル断熱管の構造

(出典：調査団作成)

b) 布設方式（ラック／トラフ収納／直接埋設）

超電導ケーブルは、ケーブルが絶縁体を持ち、熱侵入の少ない断熱管に収納されていることから、電圧的にアース電位であり、温度的にも室温である。それ故に、布設は自由に布設することが可能である。

布設の形態としては、①ケーブルラックに固定する方法、②トラフに収納する方法、③地中に埋設する方法が可能である。敷設の形態は、ブラジル電力セクターで採用される方法と整合を取ることが望ましいが、超電導ケーブルは冷却の状態を監視する必要があることから、直接埋設は敷設方法として適していないと言える。



ラック固定

トラフ収納

地中埋設

図 5.16 直流超電導ケーブルの布設方法

(出典：調査団作成)

また、アマゾンにおいては、ケーブル敷設において、長大な河川を横断する必要がある。敷設方法の一つとして、ケーブルに鉄線外そうをつけて、川底に敷設する方法が可能と考えることができる。鉄線外そうは、ケーブルを川底に沈めるため、川の流れによる張力の補強、船舶の錨による損傷防止の効果がある。



図 5.17 超電導直流ケーブルの河川横断の模式図

(出典：調査団作成)

5.2.6 ブラジルの送電系統への超電導ケーブルの適用についての経済効果

1) 交流超電導ケーブルの適用ケース

Eletrobras、CEPEL との議論の中で、ブラジルの送電系統への交流超電導ケーブルの適用について検討を行った。図 5.18 に、基本的な電力系統図と電圧階級を記載した。ブラジルの場合、138 kV 以上が送電会社の範疇であり、それ以下は配電会社の範疇となる。そのため、Eletrobras グループの送電会社、発電会社の所管の中で、超電導ケーブルの適用箇所としては、①発電所内部のバスライン、②230 kV から 138 kV の送電ライン、③変電所内のバスラインを検討した。(図 5.18 に図示)

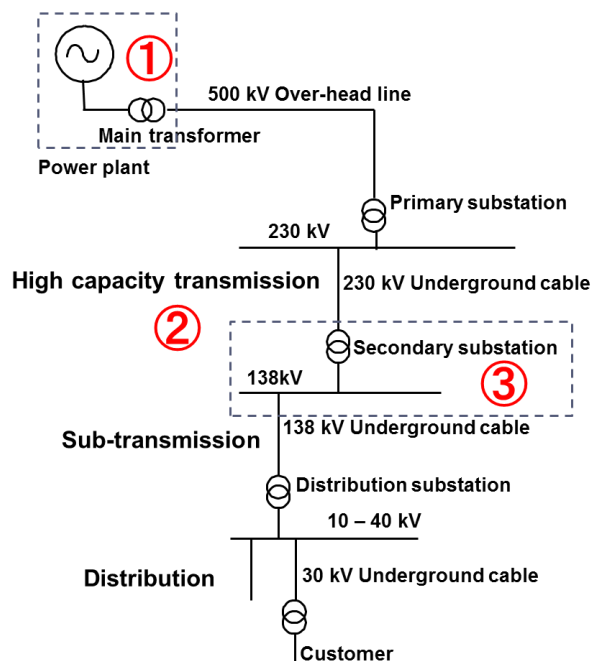


図 5.18 Transmission network of general power system. The figure shows the place where HTS cables can be applied.

(出典：調査団作成)

2) ケーススタディ

a) 発電所－昇圧変圧器

① 概要

低電圧・大電流の発電機端子から昇圧変圧器までの比較的短距離線路は、低電圧、大電流の送電が必要で、現在は気中絶縁方式の相分離母線 (GIL) で接続している。GIL の場合、管路径が

大きく、またリジットであるため設置ルートが固定されるなど、設計・運用上の制約が大きい。さらには電流が大きく負荷率が高いため常時の発熱量が大きく、通電損失面での課題に加え、管路径が熱設計で制約を受けるなどの課題がある。このような箇所に超電導ケーブルを適用することで、布設ルートの制約がなくなり発電所設計の自由度が増すとともに、コンパクト化による建設コストの削減、低損失化による常時発熱量の低減効果が見込める。

② ケーブル仕様

発電所－昇圧変圧器の間の送電線（Bus line）に要求される仕様を、表 2-1 にまとめる。

表 5.19 Specification of the bus-line (cable) connected between a power generator and a main transformer in a power plant.

Items	Specifications
Cable Type	Single core cable ×3
Rated Capacity	450 MVA
Rated Voltage	22 kV
Current	12 kA
Fault Current	30 kA, 2 sec
Cable diameter	Approx 150mm
Cable length	100m

(出典：調査団作成)

③ ケーブルのコスト分析結果

従来技術として GIL の場合とのコスト比較を行った。従来技術とのイニシャルコスト比較結果を図 5.19 に、従来技術との運転コストの比較結果を図 5.20 に示す。運転コストは、従来ケーブルはケーブル損失を、超電導ケーブルは電力の送電におけるロスがきわめて小さいので超電導ケーブルを液体窒素温度以下に維持するための冷却システムの電力量から、電力単価 (1kWh 0.15\$) をかけて導出した。

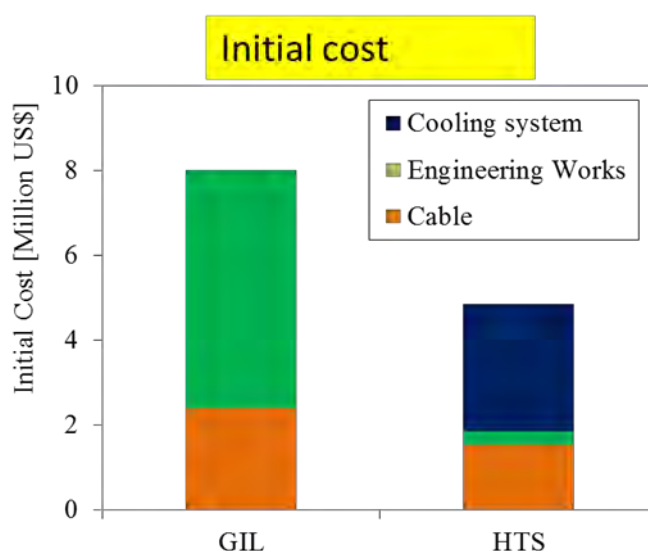


図 5.19 Initial costs of bus-lines in a power generation.

(出典：調査団作成)

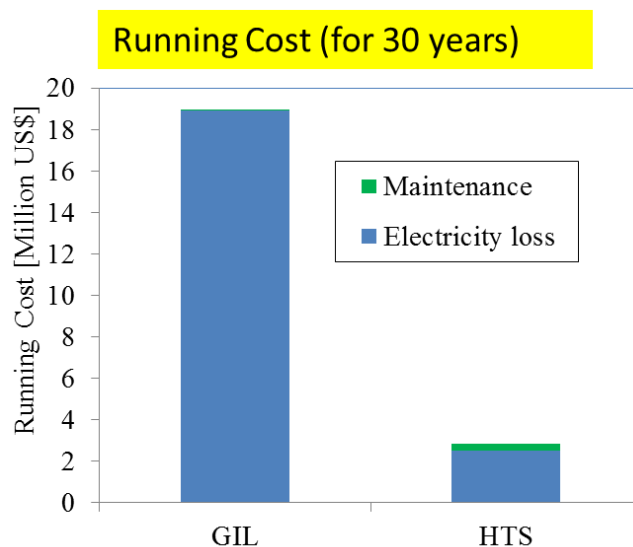


図 5.20 operation costs of bus-lines in a power generation.
The cost is estimated by electrical power consumption at 0.15 \$/kWh

(出典：調査団作成)

b) 230 kV 地中送電線

① 概要

過去、発電所から需要地までの送電は、送電鉄塔を用いた架空送電線で行われてきた。架空送電線は建設コストが安価な反面、強風や小型機の接触で切断されたり、銃による標的になるなど送電停止のリスクがある、景観が悪くなる、建物の建設で制限が出る、電磁波の影響、right of way による架空送電線下の用地確保などデメリットがあり、近年では都市部での架空送電線建設は困難となり、また架空送電線の地中化が進められている。CV ケーブル (XLPE ケーブル) での代替が検討されているが、架空送電線は送電容量が大きいため、回線数の増加が必要となる。一方、超電導ケーブルは CV ケーブルと同等のケーブルサイズで CV ケーブルの 3 倍の容量の送電が可能であることから、架空送電線の代替ケーブルとして期待されている。

② ケーブル仕様

100km のケーブル長の 230kV 架空送電線の代替ケーブルとして要求される地中ケーブルの仕様を、表 5.20 にまとめる。

表 5.20 Specification of the underground cable for replacing an overhead line.

Items	Specifications
Cable Type	Single core cable
Rated Capacity	1500 MVA
Rated Voltage	230 kV
Current	3.5 kA
Fault Current	60 kA, 0.6 sec
Cable diameter	Approx 150mm
Cable length	100 km

(出典：調査団作成)

③ ケーブルのコスト分析結果

従来技術として CV ケーブルの場合とのコスト比較を行った。従来技術とのインシヤルコスト比較結果を図 5.21 に、従来技術との運転コストの比較結果を図 5.22 に示す。CV ケーブルは 1500 MVA の送電を一回線では流せないのので、3 回線建設としている。運転コストは、従来ケーブルはケーブル損失を、超電導ケーブルは電力の送電におけるロスがきわめて小さいので超電導ケーブルを液体窒素温度以下に維持するための冷却システムの電力量から、電力単価 (1kWh 0.15\$) をかけて導出した。

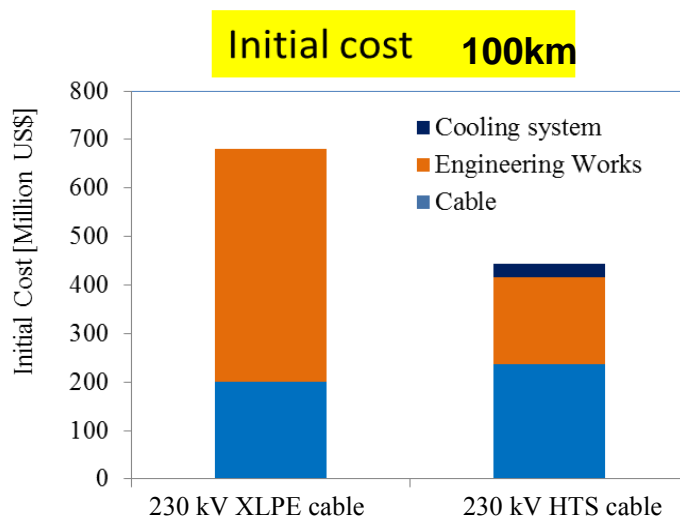


図 5.21 Initial costs of 230-kV underground cable.

(出典：調査団作成)

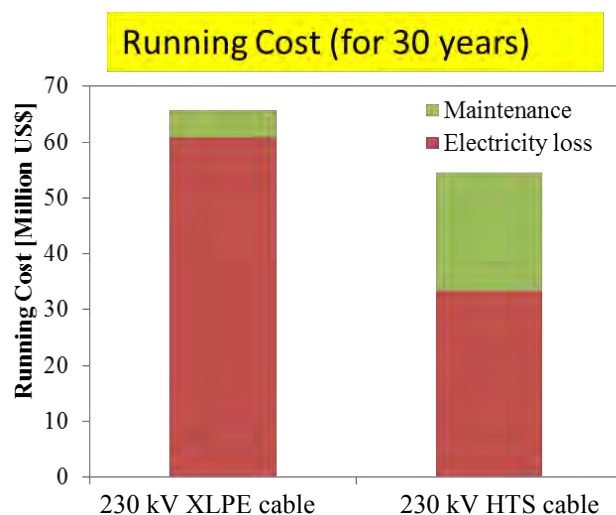


図 5.22 Operation costs of underground cable with 230 kV, 1,500 MVA. The costs are induced by electrical power consumptions at 0.15 \$/kWh

(出典：調査団作成)

c) 変電所内の連絡母線

① 概要

ブラジルにおける送電会社の都市部近郊の変電所は、230kV/138kV 変電所が一般的である。IT化、エアコンの普及、都市部の電化が進むにあたり都市部の電力需要は急激に増加しており、これら変電所の設備増強が計画されている。しかし、都市部近郊の変電所は、周りを住宅地やオフィス街が立ち並び変電所の拡張はもとより、変電所内地下空間の新規管路布設がスペース的に困難な状況である。そこで、変電所内の母線を超電導化することで、スペースを確保してトランスの増強など行ったり、地中管路径および本数縮小による工事費削減が期待できる。

② ケーブル仕様

変電所内の連絡母線の仕様を、表 5.21 にまとめる。

表 5.21 Specification of a bus-line in a substation.

Items	Specifications
Cable Type	Three core cable
Rated Capacity	300 MVA
Rated Voltage	138 – 230 kV
Current	3 kA
Fault Current	30 kA, 2 sec
Cable diameter	Approx. 130mm
Cable length	200 m

(出典：調査団作成)

③ ケーブルのコスト分析結果

従来技術として CV ケーブルの場合とのコスト比較を行った。従来技術とのインシヤルコスト比較結果を図 5.23 に、従来技術との運転コストの比較結果を図 5.24 に示す。CV ケーブルは1500 MVA の送電を一回線では流せないのので、3 回線建設としている。運転コストは、従来ケーブルはケーブル損失を、超電導ケーブルは電力の送電におけるロスがきわめて小さいので超電導ケーブルを液体窒素温度以下に維持するための冷却システムの電力量から、電力単価 (1kWh 0.15\$) をかけて導出した。

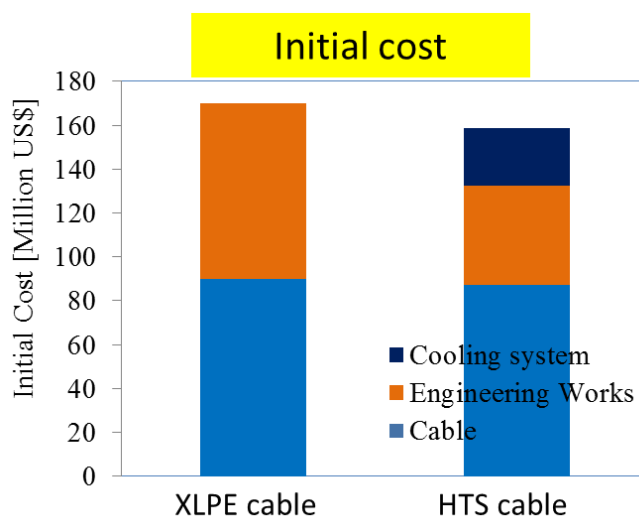


図 5.23 Initial costs of a bus-line for a substation.

(出典：調査団作成)

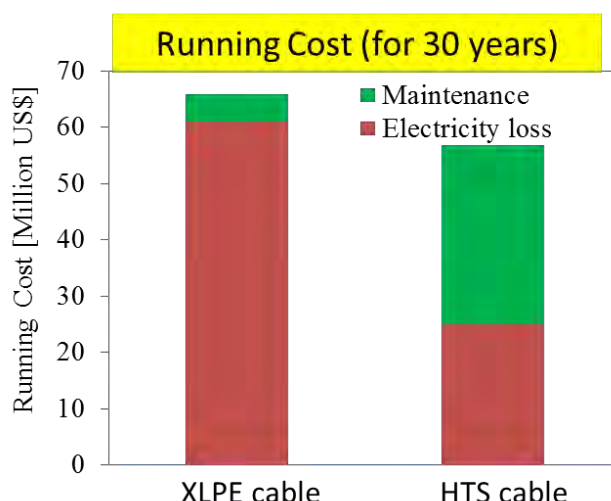


図 5.24 Operation costs of a bus line with 230 kV, 1,500 MVA.
The costs are induced by electrical power consumptions at 0.15 \$/kWh
(出典：調査団作成)

3) 経済性評価

前章までに、超電導ケーブルの導入効果を検討した。この結果、コスト的に最も効果があるのは発電所内の連系線であり、次が架空送電線の代替えである。発電所ラインは、送電電流が大きいため抵抗ゼロの超電導にとって効果大きい。また、架空送電線も CV ケーブルでは 3 回線必要なのに対して一回線で送電可能なことから、建設費などの削減効果が期待できる。一方で、変電所内は距離も短いため冷却システムや付属品のコスト比率が大きく、コストメリットは小さい。しかしながら、変電所内部はスペース等のコストに反映しないメリットがあるために、その導入は限定的なものと予想される。

マーケットについては以下のように仮定した。

①発電所への超電導母線の導入量：

ブラジルの Aneel の将来計画から発電量の増加量を発電機単機容量で割り、年間の発電機の平均建設数を算出。発電機一機に、1 線路がつくことからそれよりマーケットを求めた。

②新規地中送電線の導入量：

Aneel の将来計画より、送電線の建設計画（巨長）が出されている。現在、ブラジルの超高压送電線に対する地中化率が 1.5% であり、超電導ケーブルが 1% とると仮定してケーブル長を求めた。

これらの結果を、表 5.22 に示す。この結果、発電所母線で年間 67 M\$、送電線で年間 40 M\$ となる。

表 5.22 超電導ケーブルの市場予想

No.	Case Name	Cable Specification			Introduction amount	Market	Cost benefit Normal – HTS
		Length [km]	Capacity [MVA]	Voltage [kV]			
①	Power Plant Power bus line from generator	0.1 ~ 0.2 no-Joint	100 (2.6kA)	22	15 lines/y	67 M\$/y	45 M\$/y
②	High capacity transmission	100	1500	230	90 km/y	40 M\$/y	13 M\$/y
③	Connection line between transformer in substation	0.2	1000	230		Small	

(出典：調査団作成)

5.3 研究所レベルの検証設備・試験内容の提案

5.3.1 ラボラトリ試験の目的

Elektrobras とそのグループ送電会社は、超電導ケーブルの送電システムへの導入検討に当たり、リスクを最小化するために、超電導ケーブルの特性と品質を把握する必要がある。また、電力会社は、実際に超電導ケーブルを導入する前に、メーカーとの間で、超電導ケーブルに関する設計、製造、製品の妥当性を確認する必要がある。特に、超電導ケーブルは、現在、開発と実証段階にあり、開発された超電導ケーブルの特性と品質を定量的に知ることが重要であり、そのために試験手法と評価手法について、先を見越して関連技術を習得しておくことが重要である。

ラボラトリ試験は、ケーブルサンプルを使って、ケーブルの要求性能を経済的に速く測定するために実行される。その試験手法については、世界各国でいろいろと提案されており、CIGRE を通して共通化していくことが日本、欧州、韓国、米国などで進められている。Elektrobras の研究機関である CEPEL は、南アメリカの電力ケーブルと電力機器の開発、評価、認証において南米で最も高度な研究所であり、ブラジルと南米の電力ネットワークのための様々な新しいケーブルおよび新技術を開発している。CEPEL は、超電導ケーブルのブラジルおよび南米での実用化においても、イニシアチブを取るべきであり、そのためにラボラトリ試験の技術を得て、早期にサンプル評価をすることは、超電導ケーブルの特徴を認識することができ、さらに将来の導入時の検証、認証を行う機関としての地位を確立する上で重要である。

5.3.2 ラボラトリ試験の構成

ラボラトリ試験は、超電導ケーブルを液体窒素温度に冷却した状態での通電試験と課電試験からなる。通電試験は、ケーブルの臨界電流、交流損失、短絡・地絡特性を知るために実施される。課電試験は、超電導ケーブルの電気特性を評価するもので、交流課電試験、インパルス課電試験、負荷サイクル試験により実施される。

通電試験の構成 (図 5.25) は、液体窒素を収納するオープンバス (開放容器) の中に、1m から 5m までの長さの超電導ケーブルサンプルを浸漬して行われる。課電試験の構成 (図 5.26) は、超電導ケーブルアセンブリ (5m 長さの超電導ケーブル、断熱管、およびケーブル端末から成る) と液体窒素の循環装置からなる。

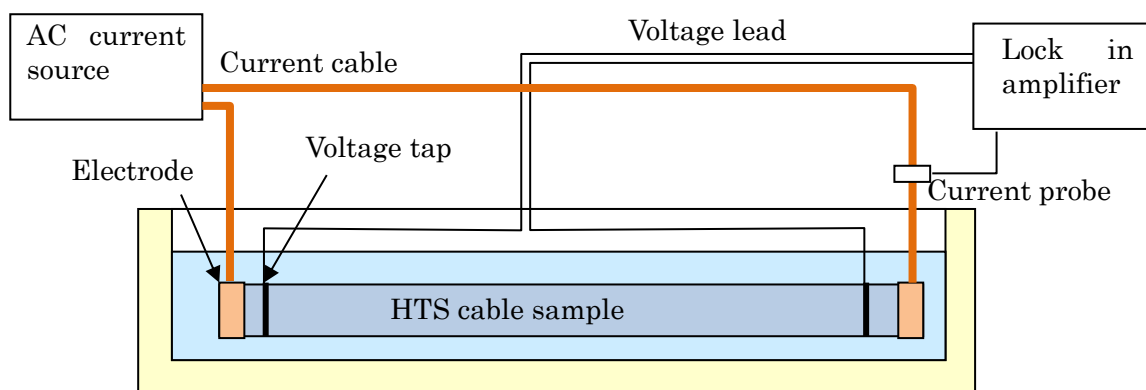


図 5.25 通電試験の構成 (オープンバステスト)

(出典：調査団作成)

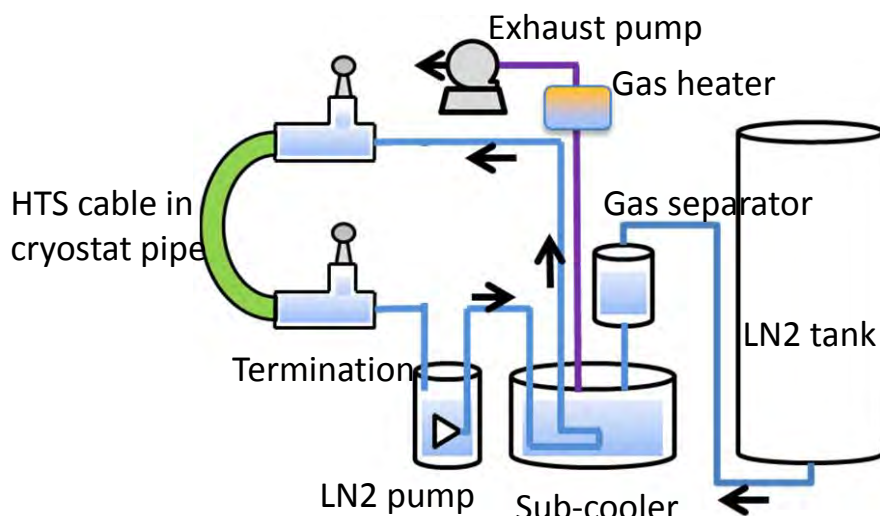


図 5.26 課電試験の構成

(出典：調査団作成)

5.3.3 ラボラトリ試験の内容

1) 直流臨界電流試験 (DC critical current test)

超電導線、または超電導導体の臨界電流 (I_c) は、 $1\mu\text{V}/\text{cm}$ の電界が発生する時の電流値と定義されている。臨界電流試験は、オープンバスの中に貯められた液体窒素中に超電導ケーブルを入れて冷却し、直流電流源から直流電流をケーブルに流して測定される。ケーブル電圧を測定する電圧タップはケーブルの両端に取り付けられる。電圧タップの間の電圧は、電圧リードで取り出されてデジタル・ボルトメータで測定される。臨界電流は、測定された電圧が $1\mu\text{V}/\text{cm}$ と一致した電圧の電流と定義される。

2) 交流損失測定試験 (AC loss test)

超電導ケーブルの AC 損失は、超電導線または超電導導体に交流電流を流した時の磁気的なヒステリシスにより発生する。この交流損失は、超電導ケーブルシステムの冷却システムを設計するうえで重要なパラメータであり、測定する必要がある。一方で、直流超電導ケーブルでは一定電流で運転されている場合には、交流損失は発生しない。電気的測定方法においては、超電導ケーブルを、液体窒素で満たされた開放容器の中におき、AC 電源 (i.e. current transformer) を用いて交流電流をケーブルに流す。導体の両端の電圧タップで測定した導体電圧は、ロックインアンプに入力して、電流との間の位相を求めて、電圧、電流、位相差から交流損失を求める。

3) 短絡試験 (Short circuit test)

短絡電流 (事故電流) は定常電流の 10 倍以上の電流が流れるために、超電導ケーブルにダメージを与える可能性がある。超電導ケーブルはこの短絡電流に耐える必要がある。

短絡試験は、液体窒素が満たされた開放容器の中に、2 本の超電導ケーブルを設置して、ループを作って数+kA の過電流を 1 秒程度流して行われる。超電導ケーブルには温度計を取り付けて、温度上昇の測定およびその後の I_c 測定により超電導ケーブルの健全性が確認される。

4) 交流耐電圧試験 (AC voltage test)

交流耐電圧試験は、ケーブルアセンブリ (ケーブルと端末) で行われ、運用最低圧力の液

体窒素で冷却されている。課電中、液体窒素が蒸発、気泡が発生しないように、冷却システムでサブクール状態に冷却・加圧されてケーブル内を循環している。交流トランスを用いてケーブルは交流電圧で課電され、電圧を超電導シールドと超電導導体の間で徐々に上昇させ、2.5U0 で 30 分間保持する。試験において、絶縁破壊や閃絡が起きないことを確認する。

● Uo = Operating voltage; IEC 60183

5) インパルス課電試験 (Impulse voltage test)

インパルス課電試験は、ケーブルアセンブリ（ケーブルと端末）で行われ、運用最低圧力の液体窒素で冷却されている。課電中、液体窒素が蒸発、気泡が発生しないように、冷却システムでサブクール状態に冷却・加圧されてケーブル内を循環している。インパルス電圧発生装置を、数百 V-p から 1kV-p 間隔で徐々に上げていき、所定の電圧 (Line Impulse Wave Voltage) まで上昇させ、所定の電圧で正極で 10 回、負極で 10 回の課電を行い、絶縁破壊や閃絡が起きないことを確認する。

6) 負荷サイクル課電試験 (Load cycle voltage test)

負荷サイクル課電試験は、ケーブルアセンブリ（ケーブルと端末）で行われ、運用最低圧力の液体窒素で冷却されている。試験中、液体窒素が蒸発、気泡が発生しないように、冷却システムでサブクール状態に冷却・加圧されてケーブル内を循環している。ケーブルは、交流トランスで 2.0U0 で課電され、導体層とシールド層に定格電流を 8 時間オン、16 時間オフで通電する。この通電サイクルを 20 回行い、試験中、絶縁破壊や閃絡が起きないことを確認する。

5.3.4 ラボラトリ試験のための測定装置、測定設備

ラボラトリ試験のために、表 5.23 の装置および設備を必要とする。

表 5.23 ラボラトリ試験における測定装置・設備

Term	Specification
LN2 Open bath	
DC current source	10V - 10 kA
AC current source	6000A (90 kVA)
AC phase condenser	100 kVA
AC voltage transformer	180 kV-1,11 A / 600 kV 2 A
Impulse Voltage equipment	4000 kV impulse
Schering Bridge	Hipotronics
Digital multi(volt) meter	Fluke multimeters
Lock in amplifier	Minipa MPC-303 DI / 0-30 V/3 A
DC amplifier	Stabilized Source MINIPA MPC-303DI
Current transformer	Measurement of AC current (Clump current probe)
High current facility	100 kA / 3s (monophasic)
Data recorder	YOKOGAWA Mobile Corder MV100
Oscilloscope	View of impulse voltage wave, fault current wave, etc.
PD measurement equipment	
Vacuum pump	Turbo-vacuum pump device
He leak detector	
LN2 circulation system	
Termination	

(注) ハイライト部分は、CEPELが所有していないため新規購入が必要となる設備

(出典：調査団作成)

5.3.5 ラボラトリ試験の体制

ラボラトリ試験は、CEPEL が独自に実施することとなっているが、ブ国内では初の試験であり、試験における日本製品の調達の可能性も高いこと、CEPEL からの要望もあることから、日本から試験方法、試験装置、試験設備などにおける技術的支援を行うことが望ましい。そのための体制を図 5.27 に示す。

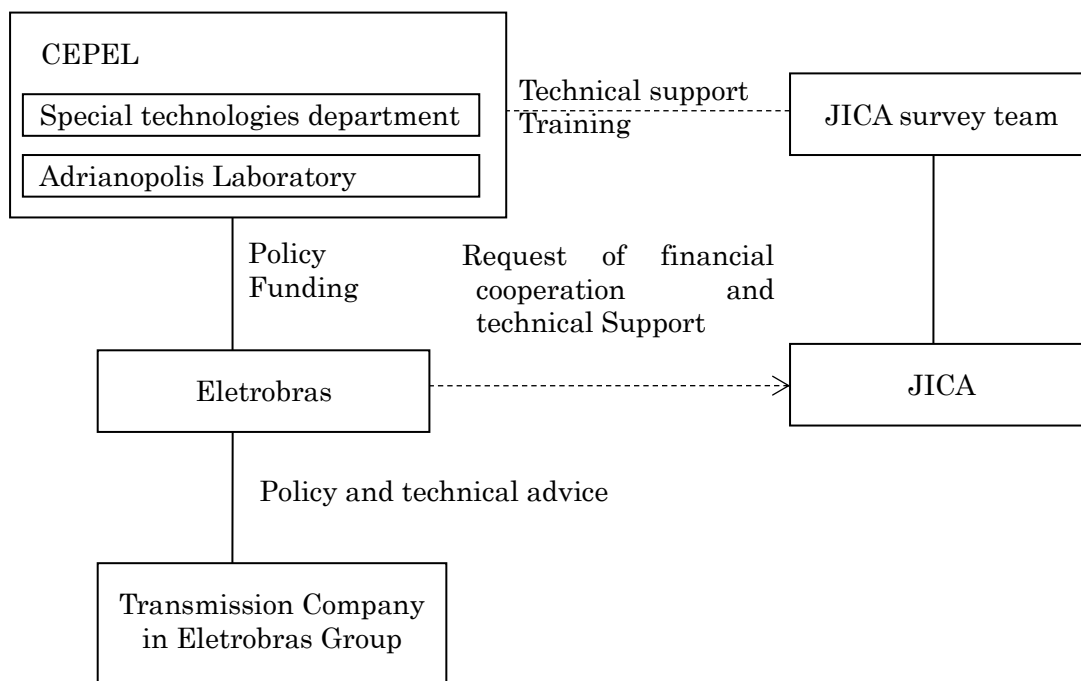













図 5.27 ラボラトリ試験における体制

(出典：調査団作成)

5.3.6 ラボラトリ試験のスケジュール

CEPEL Adorianopolis 試験場を実施場所としたラボラトリ試験のスケジュールを、表 5.24 に示す。

表 5.24 ラボラトリ試験のスケジュール

Term	2017	2018	2019	2020
1.Open bath test				
1.1 Purchase of equipment				
1.2 Fabrication of cable sample				
1.3 Laboratory Test				
2.Cable assembly test				
2.1 Purchase of equipment				
2.2 Fabrication of cooling system				
2.3 Fabrication of cable sample				
2.4 Fabrication of termination				
2.5 Laboratory Test				

(出典：調査団作成)

5.3.7 ラボラトリ試験の概略設計および予算

ブラジル側で必要となるラボラトリ試験の概略設計および予算を、表 5.25 に示す。また、日本から支援を行う場合の概略予算を、表 5.26 に示す。

表 5.25 ラボラトリ試験における概略予算（ブラジル側）

Item	2017		2018		2019		2020	
	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)
Facility		156,000		334,000		210,000		0
Equipment	DC Current source	95,000	Vacuum pump	19,000	Terminations	210,000		
	AC Current source	48,000	He leak detector	29,000				
	Clump current probe	3,000	LN2 circulation system	286,000				
	Open bath	10,000						
Worker cost	3 person	150,000	3 person	150,000	3 person	150,000	3 person	150,000
Consumable goods								
Cable sample	2m cable sample x 2 set	14,000	2m cable sample x 4 set	28,000	5m cable sample x 1 set	27,000	5m cable sample x 1 set	27,000
Liquid Nitrogen		1,000		2,000		4,000		4,000
Other parts		2,000		4,000		8,000		8,000
Total		323,000		518,000		399,000		189,000

(出典：調査団作成)

表 5.26 ラボラトリ試験における概略予算（日本側が支援を行う場合）

Item	2017		2018		2019		2020	
	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)	Detail	Cost (US\$)
Facility		0		0		0		0
Worker cost		135,000		47,500		87,500		0
Consumable goods	Use in Japan	8,000		0		0		0
Cable sample	2m cable sample x 1 set	7,000						
Liquid nitrogen		1,000						
Others		177,500		80,000		130,000		0
Invitation fee	1 time	7,500						
Travel fee to BR	2 times	120,000	1 time	50,000	2 times	100,000		
Local support		50,000		30,000		30,000		
Total		143,000		47,500		87,500		0

(出典：調査団作成)

5.4 パイロット事業の提案

5.4.1 交流超電導送電の実証候補地の選定

交流超電導送電実証候補地について Eletrobras と協議を行った結果、Eletrobras グループの送電会社である Chesf、Eletronorte、Furnas、Eletrosul の 4 社の送配電サービス地域から選定される見通しとなった。

選定に当たっては、Eletrobras・CEPEL とともに、各送電会社と個別に面談し、超電導送電技術の特徴について紹介した上で、各送電会社のニーズおよび候補地に関して意見交換し、それを基にパイロットプラントの概略設計を提案した。また、その結果については、テレビ会議を通じて説明・協議を行い、候補地案として決定した。また、この結果は、Eletrobras 本社および MME、ANEEL にも情報共有を行った。

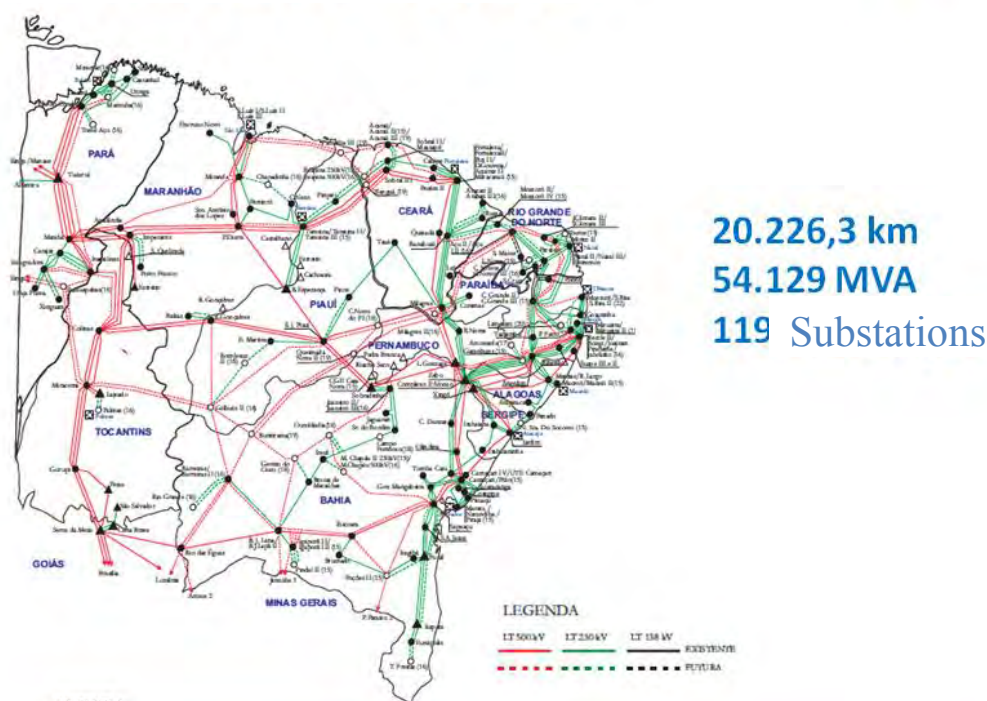
以下に各社の特徴、ニーズ等を整理するとともに、各送電会社から示された実証候補地案について記す。

1) 各社の特徴

a) Chesf

Chesf は図 5.28 に示すブ国の北東部の送電を担当しており、配電は担当していない。電圧階級は 69 kV～500 kV と幅広いが 230 kV の系統が全体の 75%を占めている。電圧階級と恒長を表 5.27 に示す。架空送電が大半を占めており、地中送電はごくわずかで、Camacari 変電所で XLPE ケーブルを使用している。

Transmission Lines



(出典：Chesf ホームページ)

表 5.27 Chesf における電圧階級と亘長

電圧	亘長
69kV	311km
138kV	462.6km
230kV	14,080.8km
500kV	5,371.9km
Total	20,226.3km

(出典：Chesf ホームページより調査団作成)

b) Eletronorte

Eletronorte は図 5.29 に示すブ国北西部の送電を担当しており、配電は担当していない。送電電圧は 230 kV と 500 kV であり、138 kV 以下はない。



図 5.29 Eletronorte の担当する地域

(出典：Eletronorte ホームページ)

表 5.28 Eletronorte における電圧階級と亘長

電圧	亘長
230kV	6,428.7km
500kV	3,243.3km
Total	9,672.0km

(出典：Eletronorte ホームページより調査団作成)

c) Eletrosul

Eletrosul は、図 5.30 に示すとおり、ブ国南部の地域を担当している。Eletrosul は発電から送電まで行うと同時に、太陽光発電、洋上風力発電、バイオマス等の発電も行うパイオニア的な存在であり、新技術導入に積極的である。風力に関しては既に競争力があり、太陽光発電は収益の 0.5%を新しい研究開発に投資しなければならないという法律を活用して行っている。なお、配電は担当していない。



図 5.30 Eletrosul の担当する地域

(出典：Eletrosul ホームページ)

表 5.29 Eletrosul における電圧階級と亘長

電圧	亘長
34.5kV	26km
69kV	73km
132kV	12km
138kV	1,911km
230kV	5,260km
525kV	3,587km
Total	10,896km

(出典：Eletrosul ホームページより調査団作成)

d) Furnas

Furnas は、図 5.31 に示すとおり、ブ国の広範囲の地域において、発電から送電までを担当しており、17カ所の水力発電所、2カ所の火力発電所および約 24,000km の送電線を有している。なお、配電は担当していない。

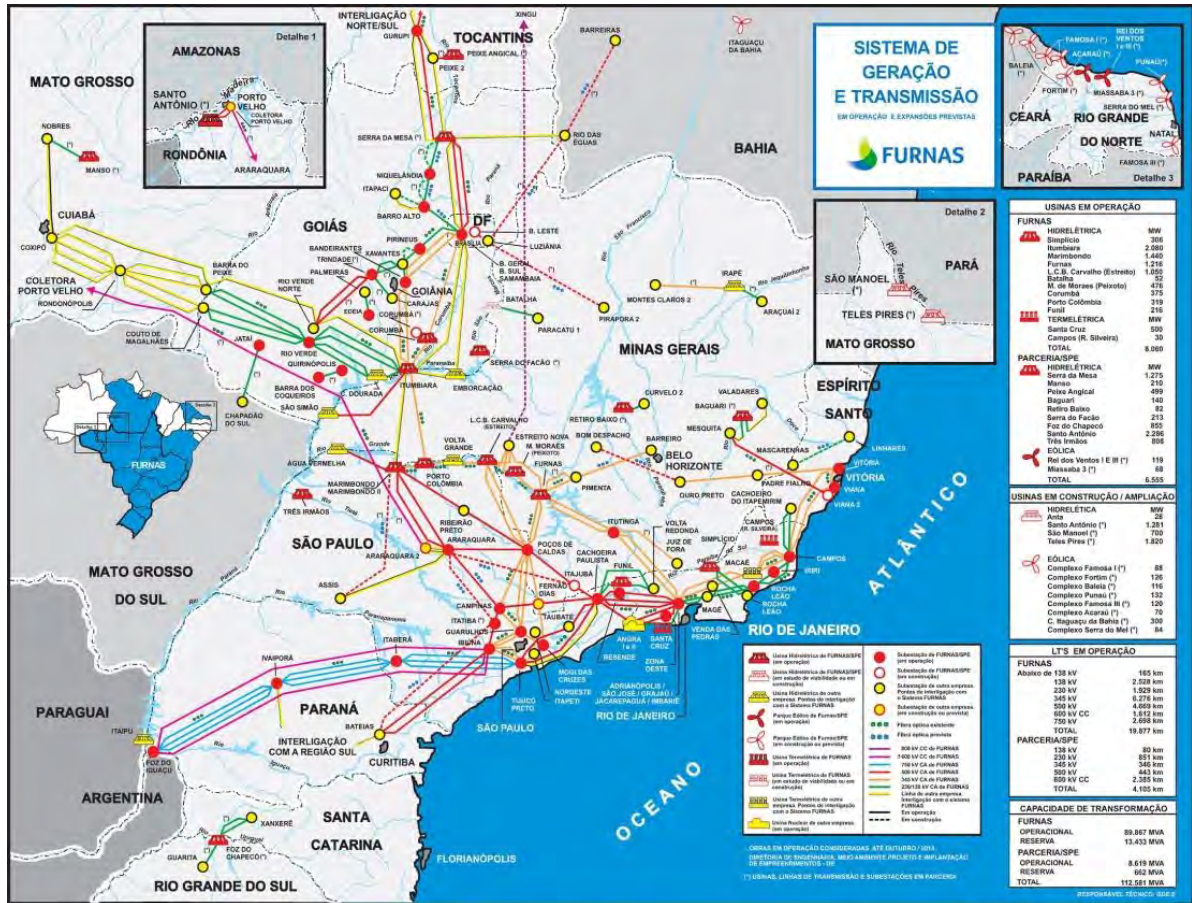


図 5.31 Furnas の担当する地域

(出典：Furnas ホームページ)

表 5.30 Furnas における電圧階級と亘長

電圧	亘長
138kV	2,773km
230kV	2,780km
345kV	6,622km
500kV	5,112km
DC600kV	3,997km
750kV	2,698km
Total	23,982km

(出典：Furnas ホームページより調査団作成)

2) 各社が抱える課題等

a) Chesf

XLPE ケーブルを使用している Camacari 変電所では変電所間を 230 kV で連結する。500 m くらいの距離を 4 回線で連結する。XLPE ケーブルは発熱があるため、ケーブル同士を離して設置するが、この際、インダクタンスが大きくなり、ケーブルに流せる電流が減少し、必要なケーブル数が増えるという課題がある。これを超電導ケーブルとすればコンパクトなシステムとして実現できる。

Chesf では 230 kV が主要送電線であるため、解決したい問題は 230 kV に集中している。例えば二つの母線を連結する必要があるが、道路を横切るときに架空送電ではそのためのエリアが必要となるが、地中化できればこのエリアが不要となる。

また、架空送電線から変電所に引き込む場合に、架空送電線を地中ケーブルとつなぎ 150 m 程度先で 230 kV 母線につなぐようなニーズが多々あり、この際に、超電導のメリットが発揮できる。

以上から、Chesf ではパイロットプラントの電圧は 230 kV が望ましい。

b) Eletronorte

ブラジルでは短絡電流が 63 kA とかなり上がってきており、Eletronorte でも電気設備の更新が必要となっている。超電導ケーブルを使用する場合はこの点を考慮する必要がある。

ブラジリアの送電電圧は 230 kV で、サマンバイアーブラジリア南間（長さ 20 km）では架空送電線 1 回線が地中化された。さらに 2 回線を地中化する計画があるが、インダクタンスの問題（漏洩磁場が大きくなる）が発生するという課題がある。超電導ケーブルではこのような問題がなく、省スペースでの設置が可能であり、コスト的メリットがあれば、将来的には十分応用可能である。

また、現在不動産価格が上昇しており、架空送電を地中化することにより、架空送電に必要な面積の有効活用が可能となり、非常に大きなメリットとなる。

c) Eletrosul

Eletrosul の見解としては、地中ケーブルである XLPE ケーブルは実用化されて 40 年近く経ち完成された技術であり、環境への影響や送電損失などの面でこれ以上の技術進歩は望めない。一方で、地下に埋設する超電導ケーブルについて、イニシャルコストはかかるが、環境への影響や森林伐採の観点からも、確実にメリットがあるとのことであった。

ブラジルは森林が多いので架空送電線の敷地の保全が必要である。また、送電線の碍子が発砲により壊されたりする問題なども発生しているが、超電導ケーブルによる地下埋設であれば、これらの問題を解決できる。

d) Furnas

Furnas では、都市計画の中で架空送電線の地下への埋設を必要とする地域があれば、超電導ケーブルによる送電のメリットはあるとの考えである。なお、Santa Cruz で地下に埋設する計画があるものの、まだ先の話であり、至近のニーズはない模様である。

3) 実証候補地

Chesf、Eletronorte および Eletrosul から、以下のとおり候補地の提案があった。

a) Chesf

Chesf からの候補地の提案は、表 5.31 のとおり。

この内、#1 の Fortaleza I—Fortaleza II は隣接する変電所間をつなぐものであり、現在 265MVA の容量を持つ送電線 3 回線ずつないでいる。このうちの 1 回線をパイロットプラントに置き換えようというものである。#2 は Bongí 変電所に引き込まれている 3 回線（Açonorte、C1、C2）の送電線が現在架空線となっているが、これを超電導ケーブルで

1本にまとめて地中化するという提案である。Chesf では、架空線に必要な土地や空間を有効に活用したいと考えている。#3 の Sobradinho は、変電所内にパイロットプラントを設置する提案と言える。

表 5.31 Chesf からのパイロットプラント候補地の提案

Information							
	City name	Facility	Line	Voltage	Power	Current	Length
				kV	MVA	A	m
#1	Fortaleza – Ceará	Substation	Fortaleza I – Fortaleza II	230	265	665	150
#2	Recife – Pernambuco	Public area	Bongi – Açonorte	230	236	593	1500
#2	Recife – Pernambuco	Public area	Bongi C1 – C2	230	318	798	1500
#3	Sobradinho – Bahia	Substation	Sobradinho – Bahia	230	265	665	550

(出典：調査団作成)

b) Eletornorte

Eletornorte からは、パイロットプラントによる実証は現用の送電線と並列させ、超電導ケーブルに問題が発生した際には現用の送電線に戻し、送電が停止することが無いよう万全の配慮を行う必要があるとのことで、下記の表 5.32 の提案があった。

表 5.32 Eletornorte からのパイロットプラント候補地の提案

Facility	Location	Voltage	Power	Current	Length
		kV	MVA	A	m
Substation	Barra do Peixe	138	200	837	70

(出典：調査団作成)

c) Eletrosul

Eletrosul からは、パイロットプラントによる実証は、閉鎖された空間への導入が適当ということで、変電所内へ設置する提案があった。Eletrosul では 60 箇所の変電所があり、その中から選定することとし、電圧は 138 kV か 230 kV としたいとのことであった。

5.4.2 交流超電導送配電の実証設備の仕様とコスト

交流超電導ケーブルを電力供給システムに適用するためには、送電線路建設、運用、保守を含めたトータルシステムとしての総合的な信頼性を確立することが要求される。そのためには、実系統に連系した実負荷での実証試験は不可欠であり、交流超電導ケーブルシステムの運用性、安全性、信頼性の知見を得るためのパイロットプラント試験が必要である。また、超電導ケーブルを既存電力ネットワークに導入することを考えると、既存電力ネットワークとの整合が取れることを証明することも必要であり、超電導ケーブルシステムを構成する各構成機器（ケーブル、終端接続部、中間接続部、冷却システム、運転・監視システム、保護・遮断システム等）をすべてパイロットプラントに組み込み、高温超電導ケーブルの固有の事象に対する既存電力ネットワークへの影響や波及効果を知ること、次の実系統導入や実用化へのステップとなる。これらを考慮し、交流超電導送配電のパイロットプラントの仕様を、各候補地に対して検討してシステムの概略設計と、概算コストを以下のとおり導出した。

1) 共通設備仕様

a) トータルシステム

超電導ケーブルシステムのパイロットプラントは、図 5.32 に示すように、超電導ケーブル本体、中間接続部、終端接続部、冷却システム、モニターシステム、制御システム（運転・監視システム）、電気設備（遮断機、開閉器）などから構成される。また、それ以外に、既存線路から超電導ケーブルへの連結線、そのためのタワーや絶縁支柱、超電導ケーブルの布設のためのトラフや管路、それらへの固定金具、運転のためのコントロールルーム（建屋）、また安全のための酸素計や人立入監視などの安全設備など多くの設備が必要となる。

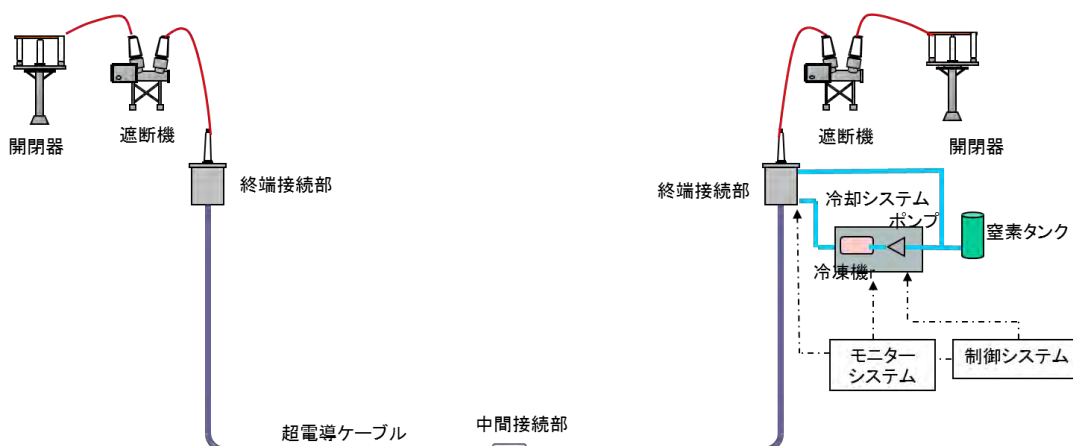


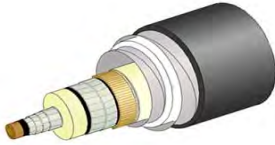
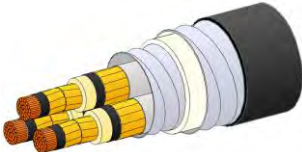
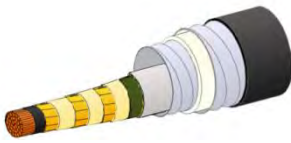
図 5.32 超電導ケーブルのシステム構成図

(出典：調査団作成)

b) 超電導ケーブル

超電導ケーブルの構造上の種類（コアの形態）としては、一つのコアが断熱管に収納された単心ケーブル、3相のコアを一つの断熱管に入れた3相一括ケーブル、3相の超電導層を一つのフォーマ上に形成した三相同軸ケーブルがある。適用電圧が高くなると、超電導ケーブルのコアの絶縁厚さが厚くなり、コアの太さが太くなることから、冷却に必要な断熱管の収納できるコア数が決まってくる。表 5.33 には、3種類のケーブルの構造図を示し、適用される電圧および容量を記す。

表 5.33 超電導ケーブル開発におけるケーブル構成

種類	単心ケーブル	三相一括ケーブル	三相同軸ケーブル
電圧	138 kV – 275 kV	50 – 138 kV	10 - 50 kV
容量	1.5 GW	500 MVA	300 MVA
構成			
外径	150 mm at 275 kV	140 mm at 66 kV	150 mm at 10 kV

(出典：調査団作成)

c) 中間接続部、終端接続部

中間接続部は長尺のケーブルシステムには必要不可欠なものであり、通常はケーブル同士をマンホール内にて接続して送電線路が形成される。中間接続は、実系統導入を考慮してマンホールで行うことを想定した構成・工程とする必要がある。その一例として、中間接続部の施工は、①フォーマを従来ケーブルと同様に接続し、②超電導導体は半田を用いて電氣的な接続を行う、③電気絶縁層として補強紙を巻き付け、④超電導シールドは導体と同様に半田を用いて接続する、⑤銅シールド層は編組銅線を用いて接続を行い、⑥保護層を巻き付ける、⑦ケーブルコアを接続した後に断熱管と接続して窒素槽及び真空槽を組み立てる構造としている。

終端接続部は、超電導ケーブルと実系統とを接続する箇所であり、熱的には液体窒素温度部と常温部との接続部でもある。ケーブル端末は、超電導ケーブルのコアを段剥ぎしてシールド層、導体層を露出するように端末処理を行い、端末内の銅導体にそれぞれ接続している。高圧となる導体層を、碍子を通して室温まで引き出すために、電氣的な絶縁破壊を起こさないように、導体外側には電界緩和のためのストレスリリーフコーンが、また、碍子内部においては電界ストレス緩和機能をもたせたコンデンサーコーンが用いられている。

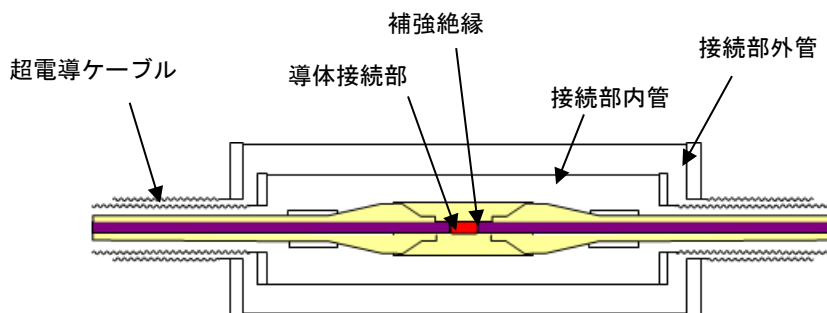


図 5.33 超電導ケーブル中間接続部 構造図

(出典：調査団作成)

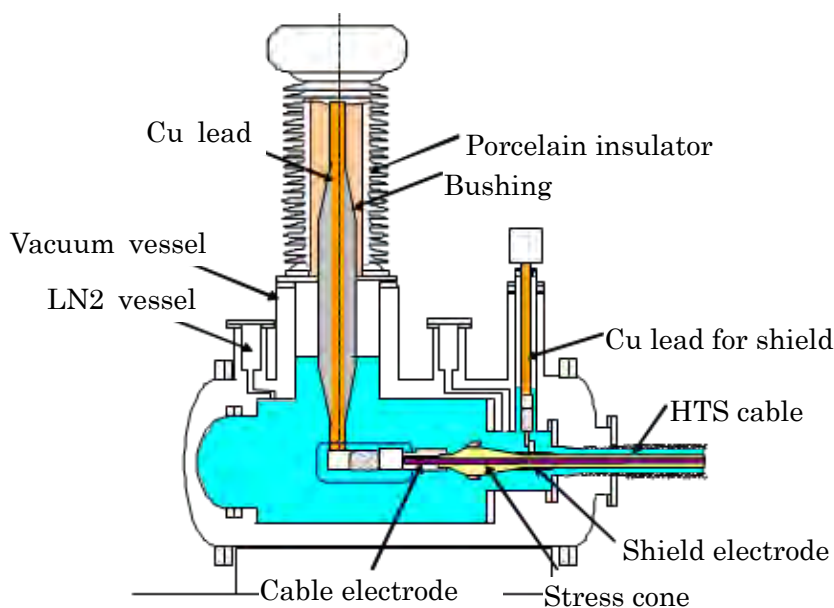


図 5.34 超電導ケーブル終端接続部 構造図

(出典：調査団作成)

d) 冷却システム

冷却システムは冷凍機、循環ポンプ、リザーバタンクから構成されるが、パイロット・プラント用の冷却システム用冷凍機には、kW 級の冷凍能力があるブレイトン冷凍機を候補とする。ブレイトン冷凍機は、冷媒に対して「断熱圧縮・等圧冷却・断熱膨張・等圧加熱」の過程（ブレイトンサイクル）をターボ圧縮機とターボ膨張機で実現することで、効率的に寒冷温を発生させるもので、この寒冷温と熱交換器により液体窒素を極低温まで冷却する。(図 5.35)

また、冷却システムのサイズ（床面積）としては、図 5.36 に示すようにコンテナに収納可能なサイズであり、冷却システムを収納する建屋を必要としない。

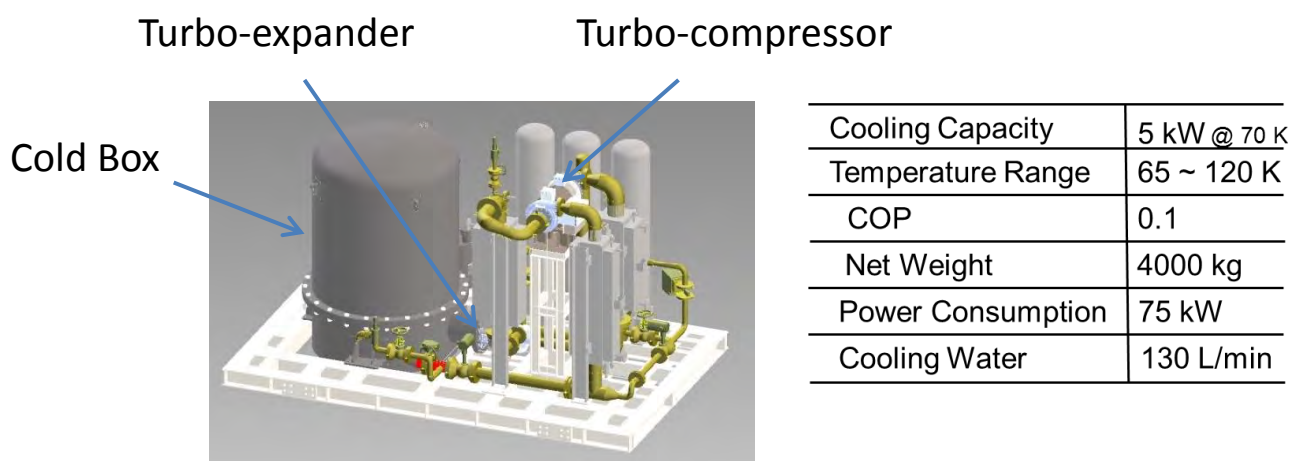


図 5.35 5kW ブレイトン冷凍機

(出典：調査団作成)

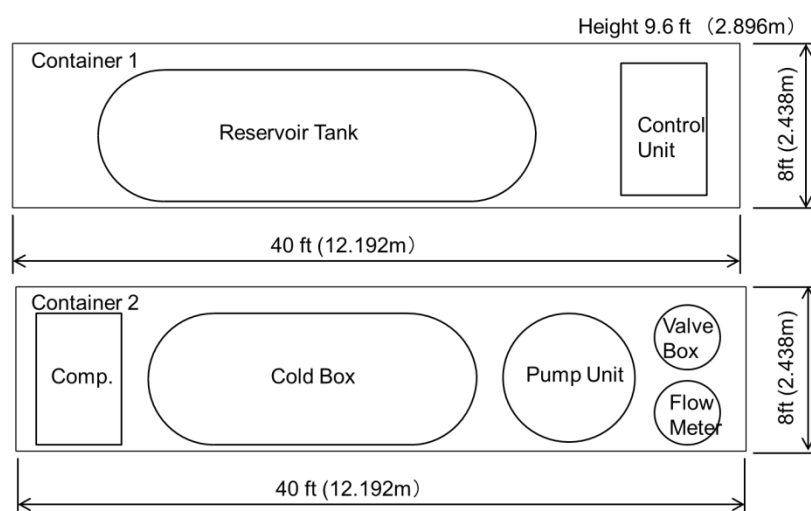


図 5.36 冷凍システムの床面積

(出典：調査団作成)

2) 各パイロットプラントの個別仕様とコスト

Eletrobras およびその傘下の送電会社との会議において、Chesf, Eletrosul, Eletronorte の3社から、パイロットプラントの候補地の提案があった。それぞれの候補地の位置について、図 5.37 に示す。また、各パイロットプラントの概略仕様およびコストの検討結果を以下に示す。

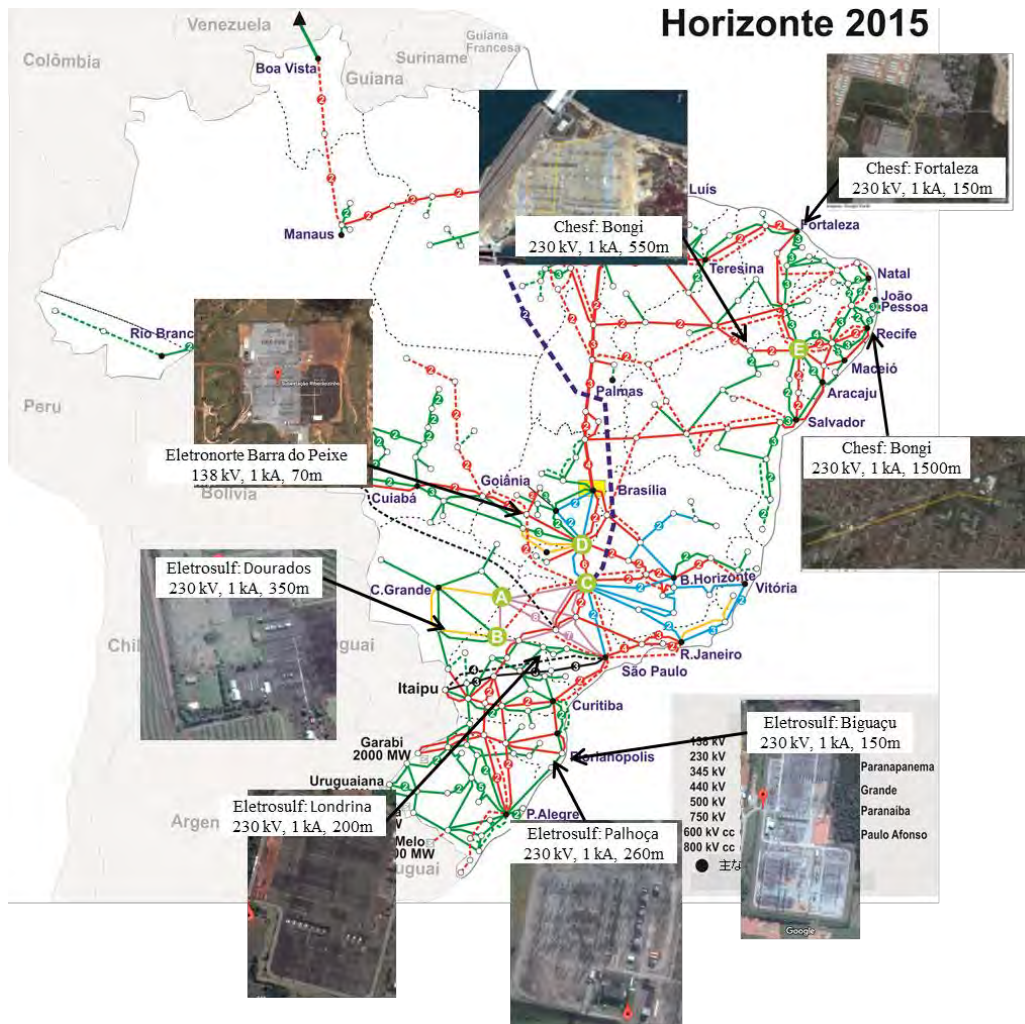


図 5.37 パイロットプラント候補地の位置

(出典：調査団作成)

a) Chesf

Chesf から提示のあった候補地の情報（表 5.34）を基に検討し、Chesf と協議・確認した結果を、Sheet5.4.2-1～Sheet5.4.2-4 に示す。

表 5.34 パイロット・プラントの検討結果（Chesf）

State City	Facility	Line	Voltage kV	Power MVA	Current A	Length m	Result Sheet
Ceará Fortaleza	Substation (City area)	Fortaleza I – Fortaleza II	230	265	665	150	5.4.2-1
Ceará Fortaleza	Substation (City area)	Fortaleza I – Fortaleza II	230	800	1600	150	5.4.2-2
Pernambuco Recife	Transmission (City area)	Bongi – Açonorte	230	400	800	1500	5.4.2-3
Pernambuco Recife	Transmission (City area)	Joairam – Bongi	230	800	1,600	1500	5.4.2-3
Bahia Sobradinho	Substation (City area)	Sobradinho – Bahia	230	265	665	550	5.4.2-4

(出典：調査団作成)

b) Eletronorte

Eletronorte から提示のあった候補地の情報（表 5.35）を基に検討し、Eletronorte と協議・確認した結果を、Sheet5.4.2-5～Sheet5.4.2-6 に示す。各シートは、Barra do Peixe の変電所内の 138kV のラインに対して、単心ケーブル 3 本の例と、三相一括ケーブルの例を示したものである。なお、Eletronorte の候補地については、適用できるケーブル長が 70m と短いことから、超電導ケーブル導入のメリットや効果が確認しづらいとの懸念もあり、候補地としての適否について検討中である。

表 5.35 パイロット・プラントの検討結果（Eletronorte）

State City	Facility	Line	Voltage kV	Power MVA	Current A	Length m	Result Sheet
Mato Grosso Ribeirãozinho	Substation (City area)	Barra do Peixe	138	200	837	70	5.4.2-5 5.4.2-6

(出典：調査団作成)

c) Eletrosul

Eletrosul から提示のあった候補地の情報（表 5.36）を基に検討し、Eletrosul と協議・確認した結果を、Sheet5.4.2-7～Sheet5.4.2-10 に示す。なお、Eletrosul との議論の中で、Biguaçu と Londrina については、変電所の拡張計画があり、超電導ケーブルの実証試験に割り当てるスペースが確保できないことが判明したことから、候補地の優先順位としては、Palhoça、Dourados の順番とすることとなった。

表 5.36 パイロット・プラントの検討結果（Eletrosul）

State City name	Facility	Line	Voltage kV	Power MVA	Current A	Length m	Result Sheet
Mato Grosso do Sul Dourados	Substation (City area)	Dourados	230	400	1000	350	5.4.2-7
Santa Catarina Caminho Novo	Substation (City area)	Palhoça	230	400	1000	260	5.4.2-8
Santa Catarina Bairro	Substation (City area)	Biguaçu	230	400	1000	150	5.4.2-9
Parana Londrina	Substation (City area)	Londrina	230	400	1000	200	5.4.2-10

(出典：調査団作成)

3) 各パイロットプラント候補のコスト検討結果

コスト検討は、以下の条件で行った。

【初期コスト】

- コスト計算の前提として、購買を目的としたものではなく、今後の FS のために参考とすべく概算値を示した。
- ケーブルコストは、現在の超電導線の市場価格を反映しているために、高価となっている。超電導線の量産が始まってきていることから、将来的には、より安価になることが期待される。
- 冷却システムとしては、クローズド・サイクルであるターボブレイトン冷凍システムを適用している。この方式は、運転期間中、液体窒素の補充を必要としない。
- 電力保護システムは、遮断器と開閉器から構成される。これら機器は商業化されており、一般の変電所で使われているものである。
- 土木費は、サイトの整地、道路等の建設、建屋の建設費である。冷凍機は、コンテナに収納されていることから、建屋を必要としない。建屋は、制御システムと運転員のために用意されるが、現地の資材コストや土壌等に大きく依存するために、コスト試算には計上していない。
- 布設費は、布設方法に依存する。直接埋設方式が安く、管路収納が高くなる。布設方法が決定していないので、コスト試算には計上していない。

【運転コスト】

- 運転コストは、冷凍機と制御盤の電気代のみを考慮して、0.15\$/kWh と想定した。また、冷凍機は 24 時間、365 日の運転で計算している。運転員のコスト、冷凍機等のメンテナンスコストは含まれていない。

Chesf, Eletronorte, Eletrosul のそれぞれのパイロットプラント候補に対するコストの検討結果を、表 5.37～表 5.39 に示す。なお、今回の検討においては、土木費および布設費に係るコストは含んでいない。これらのコストは、現地事情や設計条件により大きく変動するものであり、これらの詳細については、次の段階のフィージビリティスタディの中で、各電力会社と議論を進めていく必要があると考えている。

また、パイロットプラントのシステム設計においては、冷却システムのユーティリティーの供給や各電力会社の設備設置時のルール、ブラジル国内の各種規制など、更に具体的な検討を要するものもあり、今後実施が想定されるフィージビリティスタディの中で、議論を進めて完成度を高める必要があると考えている。

表 5.37 パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Chesf)

	Fortaleza I – Fortaleza II		Bongi		Sobradinho – Bahia
	1cct 400MW	3cct 800MW	->Açonorte	C1 –C2	
Voltage [kV]	230	230	230	230	230
Length [m]	150	150	1500	1500	550
Initial cost [k-US\$]					
HTS cable	1,140	1,350	11,400	12,800	4,200
Intermediate joint			600	600	200
Termination sets	900	900	900	900	900
Cooling System	8,000	8,000	14,000	14,000	10,000
Protection system	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
Civil work					
Installation					
Total (Equipment)	13 M-US\$	13 M-US\$	29 M-US\$	31 M-US\$	16 M-US\$
Operation cost [k-US\$/year]					
Electrical charge	125	138	419	419	149

(出典：調査団作成)

表 5.38 パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Eletronorte)

	Barra do Peixe (Single core)	Barra do Peixe (Three core)
Voltage [kV]	138	138
Length [m]	70	70
Initial cost [US\$]		
HTS cable	520	520
Intermediate joint		
Termination sets	900	600
Cooling System	5,000	5,000
Protection system	2,500	2,500
Civil work		
Installation		
Total (Equipment)	9 M-US\$	9 M-US\$
Operation cost [k-US\$/year]		
Electrical charge	57	51

(出典：調査団作成)

表 5.39 パイロット・プラントのイニシャル・コスト+運転コスト(Eletrosul)

	Dourados	Biguaçu	Palhoça	Londrina
Voltage [kV]	230	230	230	230
Length [m]	350	150	260	200
Initial cost [US\$]				
HTS cable	2669	1144	1983	1525
Termination sets	900	900	900	900
Cooling System	8000	8000	8000	8000
Control system	2500	2500	2500	2500
Civil work				
Installation				
Total (Equipment)	14 M-US\$	13 M-US\$	13 M-US\$	13 M-US\$
Operation cost [US\$]				
Electrical charge	138	125	131	128

(出典：調査団作成)

4) 各パイロットプラント候補の評価検討

パイロットプラントの目的から考えた場合、次の実用化に繋げるためには、超電導ケーブルのメリットが顕在化する長さや容量、運転における多様な影響を検証できる規模が必要である。そのためには、長さとして300m以上であり、容量としても300MWと考える。その点で、Eletronorteの70mのラインは、短すぎるとの判断がEletronorteやEletorbras, CEPELとの会議においても出た結果、候補地から落ちている。

今回、提案された候補地は、すべて各州の大都市の中または近隣であることから、アクセスの容易さや、労働力や工事資材の調達などの懸念はほとんどない。また、工事におけるインフラ（道路、水道、電気）もすでに確保されているところであり、パイロットプラント実施のための制約はない。

各候補地の内容においては、変電所内の母線への適用と、架空送電線(airline)への置き換えの2種類の候補があげられている。超電導ケーブルの系統への影響を考えた場合、変電所母線は、両端を変圧器や保護装置で送配電系統への直接の接続がないことや、距離が短いことによりケーブルの電気的特性（インピーダンスやリアクタンス）の変化量も小さいために、全体の系統への影響も小さい。一方、長距離の架空送電線代替えの場合には、ケーブルの電気特性の変化量も大

大きく、その影響は十分検討する必要がある。特に、超電導ケーブルの導入による潮流変化（電気の流れやすさの変化）は、既存の老朽設備の短絡電流や短時間過電圧によるダメージも懸念される点であり、導入する電力会社と共同で系統解析を実施する必要がある。

パイロットプラントの実施における周囲環境への影響については、変電所内での実施においては、現時点での検討では導入する電力会社の責任範疇であるために、政府関係との規制面での問題もなく、また周囲住民に対する環境アセスメントの必要性もない。一方、架空送電線代替えの場合には、超電導ケーブルは地中送電と同様に、電磁波や電界の問題や景観の問題など環境負荷軽減のために影響は少ないものの、公衆環境に敷設されるものであることから、工事許可の取得、新規送電線ということで監督官庁への十分な説明も必要となる。また、長距離線路では各送電線より敷設スペースが減るものの、途中で冷却システムを設置する場合には、そのための用地取得の必要性もあり、官庁認可や用地取得、周辺社会への説明など対応する時間（数年）を有する必要がある。

超電導ケーブル、冷却システムの技術適用性については、以下のとおりである。超電導ケーブルにおいては、230 kV のケーブル設計は、設置場所が特殊環境でないために、日本の技術を適用することで完了している。ただし、230 kV は未だ実システムでの実証の実績がないために、十分な R&D プロジェクトでの実システム導入を想定した確認が必要である。冷却システムについては、架空送電線代替えのラインでは、不具合による長期間の冷却停止、それに続く送電停止は社会への影響（暴動、略奪、殺人など）が大きいために、現状の信頼性の確保に加えて、事故時の早期復旧についてのハード面、ソフト面での体制の構築および訓練が必要となる。変電所内設備においては、スペース的、コスト的にも2重3重の安全対策が取りやすい点はある。

これらの点より、早期に実施するのであれば、Chesf の Sobradinho 変電所や Eletrosul の Dourados が良く、十分な準備時間が取れば Chesf の Bongui の架空送電線への適用が良いと考えられる。特に、後者は 1,500m と世界最長のケーブル亘長となり、実現すれば世界一のパイロットプラント実証となる。

5.4.3 パイロットプラントの実施体制

パイロットプラントの実施体制としては、Eletrobras が全体の調整を行い、パイロットプラントを実施するサイトの送電会社が、CEPEL と JICA の技術支援を受けて実施し、資材調達、工事、運転を行う。

このパイロットプラントプロジェクトは、ブラジル政府機関から日本政府への要請に基づき、日本との協力事業として、実施に必要な資金協力と技術支援を受けつつ行われる。

表 5.40 パイロットプラントの実施体制

Organizer	Eletrobras
Procurement	Transmission company/companies
Financial support	JICA
Funding	Eletrobras
Operation	Transmission company/companies
Technical support	CEPEL, JICA

(出典：調査団作成)

Design sheet of pilot plant (Sheet 5.4.2-1)

確認調査

1. General Information

Company name	Chesf
City name	Fortaleza – Ceará
Substation name	Fortaleza I Fortaleza II
Location	3°49'49.6"S 38°32'32.8"W
Line	Interconnection Fortaleza I and Fortaleza II
Specification of a pilot plant line (O4Z4)	
Nominal voltage	230 kV
Power	265 MVA
Current	665 A (Night time), 331 A (Day time)
Length	150 m
Altitude	20 m

2. Layout of Superconducting cable



Imagem: Google Earth

3. Objective of introducing HTS cable. (Potential need)

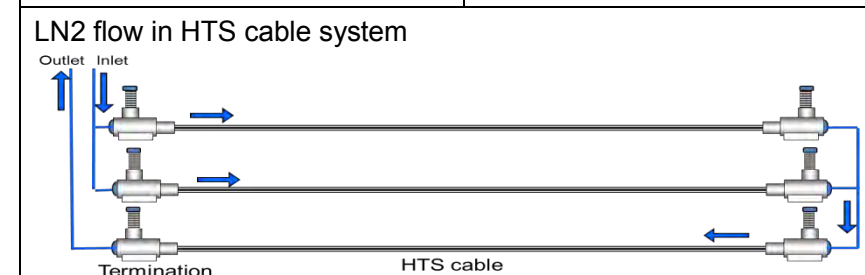
- 1) Interconnection in the high voltage substation
- 2) Capacity up the existing substation
- 3) Space & cost saving for the construction of transmission lines

4. HTS Cable design

Cable Type	Single core	
AC voltage test	318 kV	
Impulse voltage	1050 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	63 kA	
Duration of accident	0.6 s	
Cable dimension		
O.D. Former	30.8 mm	
O.D. HTS conductor	35.1 mm	
O.D. Insulation	81.1 mm	
O.D. HTS shield layer	82.3 mm	
O.D. Cable core	89.5 mm	
I.D. Cooling pipe	101 mm	
O.D. Cooling pipe	147 mm	
O.D. Cable	153 mm	
Weight	14.1 kg/m	

5. Cooling system design

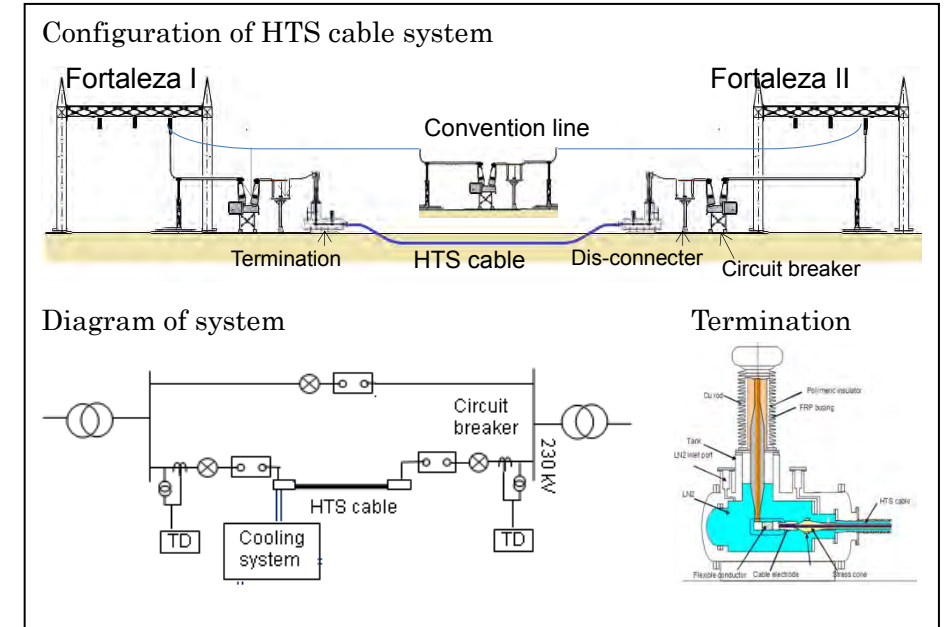
Heat load in cable	1.94 kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	25 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	73 K
Pressure at inlet	0.93 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	4.5 kW
Max flow rate	50 l/min
Pump head pressure	0.53 MPa
LN2 storage (Total)	8.13 m ³
Cable	0.41 m ³ /phase
Return pipe	-----
Termination	1.15 m3/set



6. Cooling system design

Item	Specification	Type
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	0.9 m3	LN2, 1 set
Circulation pump	50 l/min 0.6MPa	2 sets

7. Power equipment for HTS cable system



8. Cost estimation

(a) Initial cost

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	150m×3	1,140
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation cost (0.15\$/kW)

Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	88 kW	125
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

Design sheet of pilot plant (Sheet 5.4.2-3)

確認調査

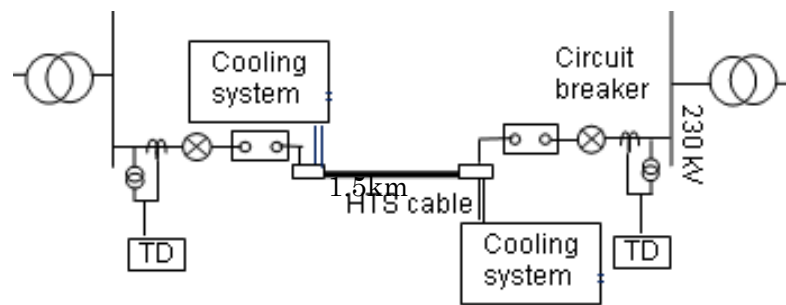
1. General Information

Company name	Chesf		
City name	Recife – Pernambuco		
Substation name	From	Bongi	Joairam
	To	Açonorte	Bongi C1 – C2
Location	8°03'49.5"S 34°55'42.6"W		
Line	Airlines between substations		
Specification of a pilot plant line			
Nominal voltage	230 kV		
Power	400 MVA	800 MVA	
Current	800 A	1,600 A	
Length	1500 m	1500m	
Altitude	20 m	20 m	

2. Layout of Superconducting cable



Diagram of system



3. Merit of introducing HTS cable. (Potential need)

- 1) Substitution of the air-lines
- 2) Low loss
- 3) Space & cost saving for the construction of transmission lines
- 4) Environmental friendly (No leakage field of electro-magnetic wave)

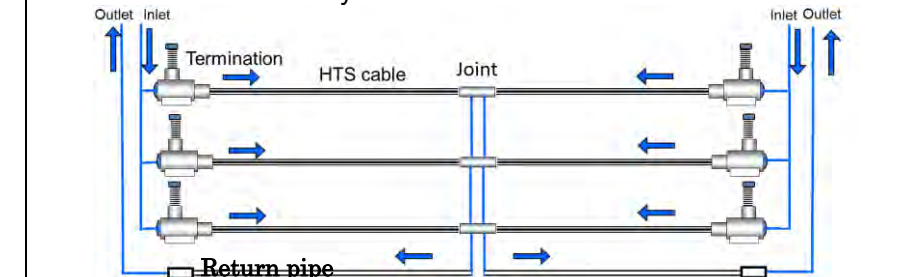
4. HTS Cable design

Cable Type	Single core	
AC voltage test	318 kV	
Impulse voltage	1050 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	63 kA	
Duration of accident	0.6 s	
Cable dimension		
O.D. Former	30.8 mm	
O.D. HTS conductor	35.1 mm	
O.D. Insulation	81.1 mm	
O.D. HTS shield layer	82.3 mm	
O.D. Cable core	89.5 mm	
I.D. Cooling pipe	105 mm	
O.D. Cooling pipe	151 mm	
O.D. Cable	157 mm	
Weight	14.1 kg/m	

5. Cooling system design

Heat load in cable	1.94 kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	25 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	77 K
Pressure at inlet	0.73 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	15.2 kW
Max flow rate	75 l/min
Pump head pressure	0.33 MPa
LN2 storage (Total)	36.7 m ³
Cable	5.08 m ³ /phase
Return pipe	14.5 m ³
Termination	1.15 m ³ /set

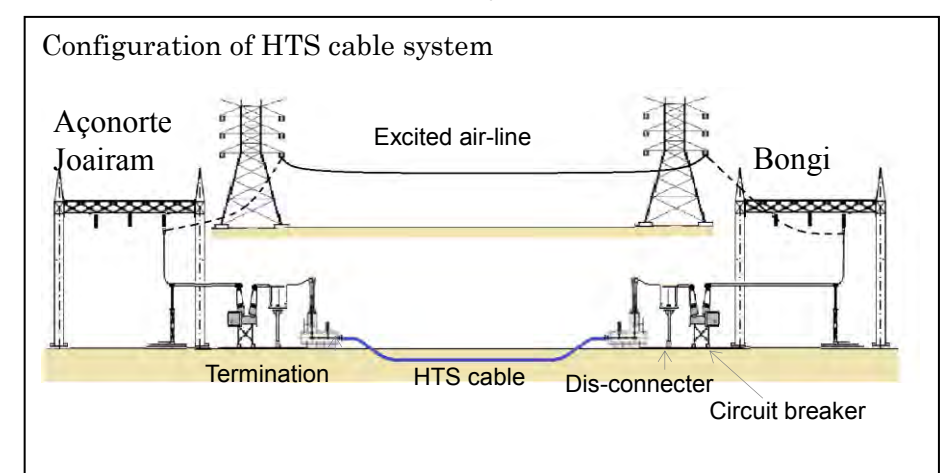
LN2 flow in HTS cable system



6. Cooling system desig

Item	Specification	
Refrigerator	5 kW X 4 sets	Brayton
Reservoir tank	4 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	75 l/min 0.4MPa	2 sets

7. Power equipment for HTS cable system



8. Cost estimation

(a) Initial cost (400 MVA)

Item	Quantity	Cost (k-US\$)	
		400MW	800MW
HTS cable	1500m×3	11,400	12,800
Intermediate joint	9 sets	600	600
Termination sets	6 sets	900	900
Cooling System	1 unit	14,000	14,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500	2,500
Civil work (Installation, Control house)	1 unit		
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit		

(b) Operation cost (0.15\$/kW)

400 MVA

Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	310 kW	420
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

800 MVA

Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	440 kW	590
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

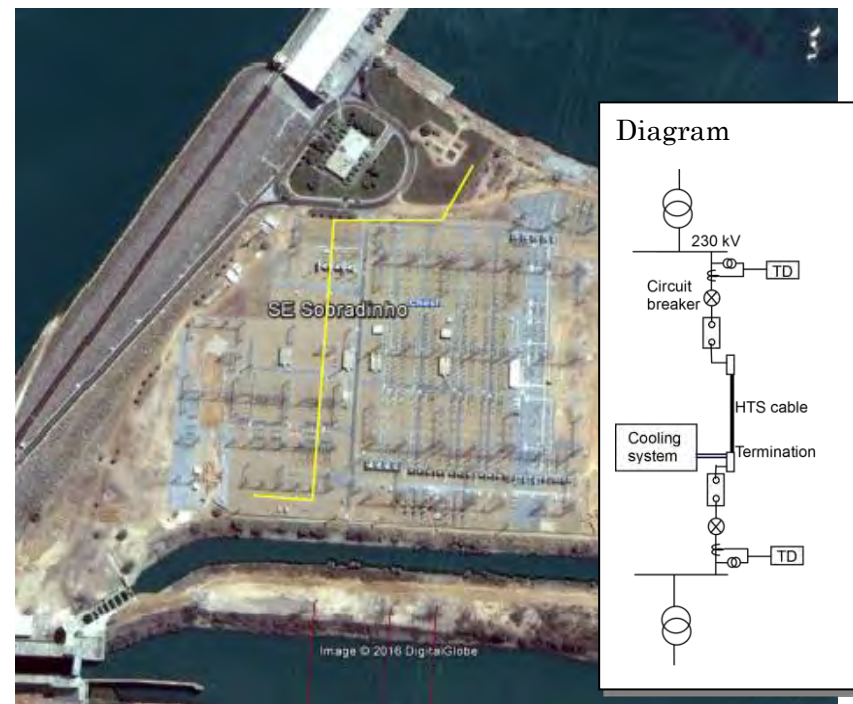
Design sheet of pilot plant (Sheet 5.4.2-4)

・ 確認調査

1. General Information

Company name	Chesf
City name	Sobradinho – Bahia
Substation name	Sobradinho
Location	9°26'11.7"S 40°49'36.0"W
Line	Interconnection Coletora Casa Nova – Sobradinho C1
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	230 kV
Power	265 MVA
Current	665 A
Length	550 m
Altitude	100 m

2. Layout of Superconducting cable



3. Objective of introducing HTS cable. (Potential need)

- 1) Interconnection in the high voltage substation
- 2) Capacity up the existing substation
- 3) Space & cost saving for the construction of transmission lines

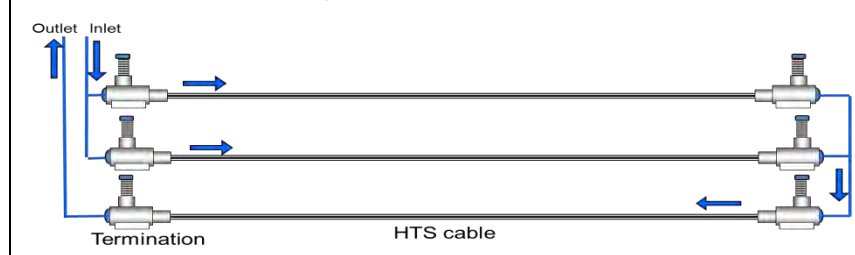
4. HTS Cable design

Cable Type	Single core	
AC voltage test	318 kV	
Impulse voltage	1050 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	63 kA	
Duration of accident	0.6 s	
Cable dimension		
O.D. Former	30.8 mm	
O.D. HTS conductor	35.1 mm	
O.D. Insulation	81.1 mm	
O.D. HTS shield layer	82.3 mm	
O.D. Cable core	89.5 mm	
I.D. Cooling pipe	105 mm	
O.D. Cooling pipe	151 mm	
O.D. Cable	157 mm	
Weight	14.1 kg/m	

5. Cooling system design

Heat load in cable	1.94 kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	25 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	75 K
Pressure at inlet	0.98 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	6.8 kW
Max flow rate	50 l/min
Pump head pressure	0.58 MPa
LN2 storage (Total)	12.51 m ³
Cable	1.86 m ³ /phase
Return pipe	-----
Termination	1.15 m ³ /set

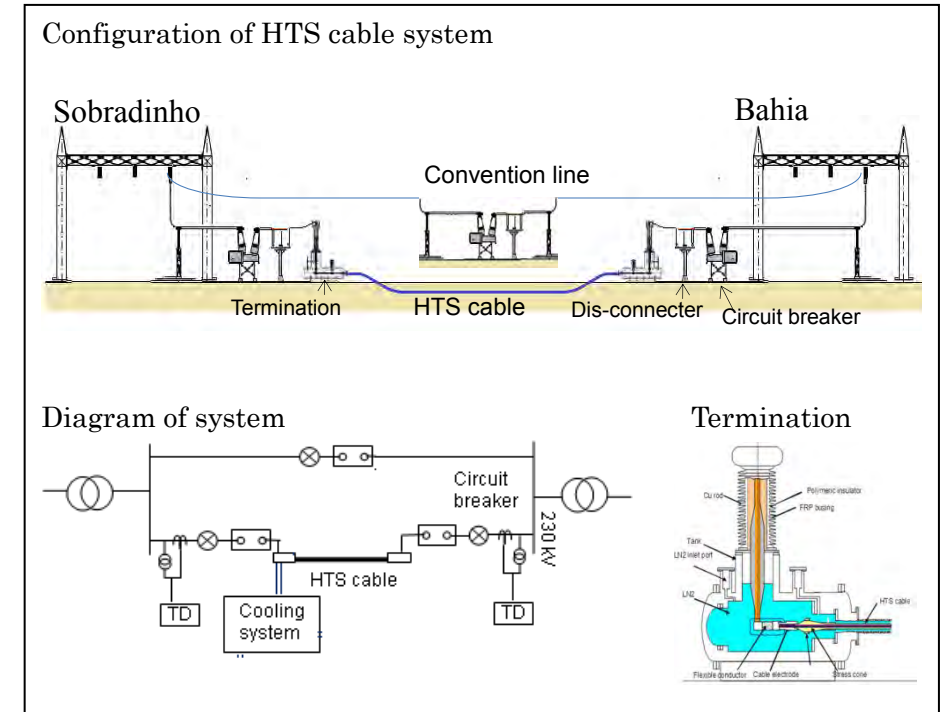
LN2 flow in HTS cable system



6. Cooling system design

Item	Specification	
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	1.3 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	50 l/min 0.6MPa	2 sets

7. Power equipment for HTS cable system



8. Cost estimation

(a) Initial

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	550m×3	4,200
Intermediate joint	3 sets	200
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation

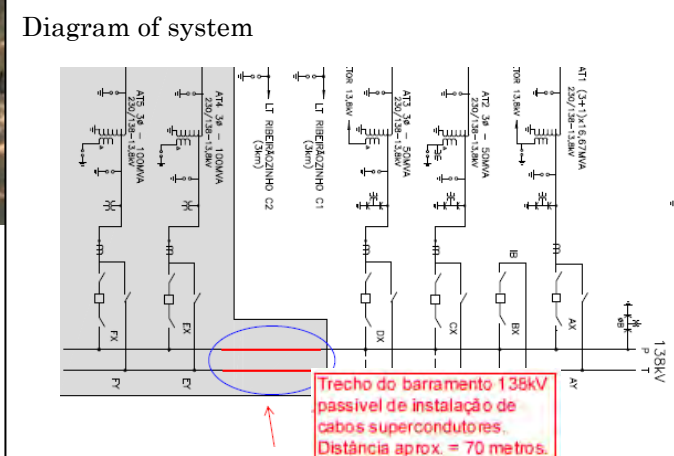
Item	Quantity	Cost (k-US\$)
Refrigerator power (COP 0.08)	110 kW	150
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

Design sheet of pilot plant-single core version (Sheet 5.4.2-5)

1. General Information

Company name	Eletronorte
City name	Ribeirãozinho – Mato Grosso
Substation name	Barra do Peixe
Location	16°29'41.0"S 52°36'56.4"W
Line	interconnect of existent slide bars
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	138 kV
Power	200 MVA (AT4 + AT5)
Current	837 A
Length	70 m
Altitude	400 m

2. Layout of Superconducting cable

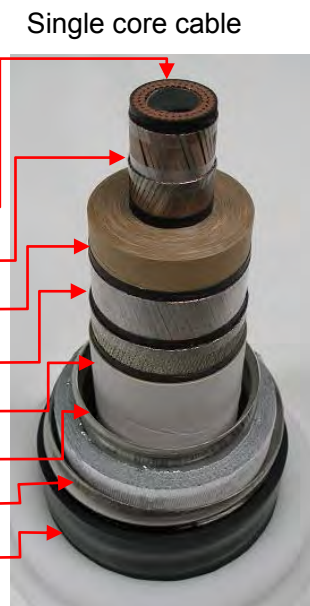


3. Merit of introducing HTS cable. (Potential need)

- 1) High capacity line
- 2) Space & cost saving for the construction

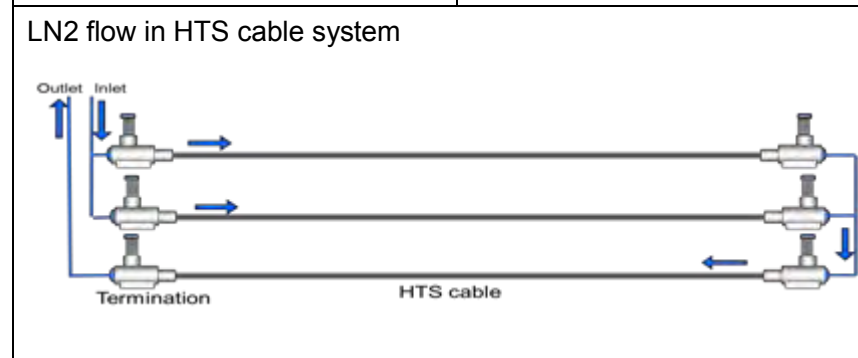
4. HTS Cable design

Cable Type	Single core
AC voltage test	190 kV
Impulse voltage	650 kV
Nominal current	1000 A
Fault current (Max)	40 kA
Duration of accident	2 sec
Cable dimension	
O.D. Former	24 mm
O.D. HTS conductor	28.3 mm
O.D. Insulation	56.3 mm
O.D. HTS shield layer	57.5 mm
O.D. Cable core	62.9 mm
I.D. Cooling pipe	74 mm
O.D. Cooling pipe	120 mm
O.D. Cable	126 mm
Weight	9.7 kg/m



5. Cooling system design

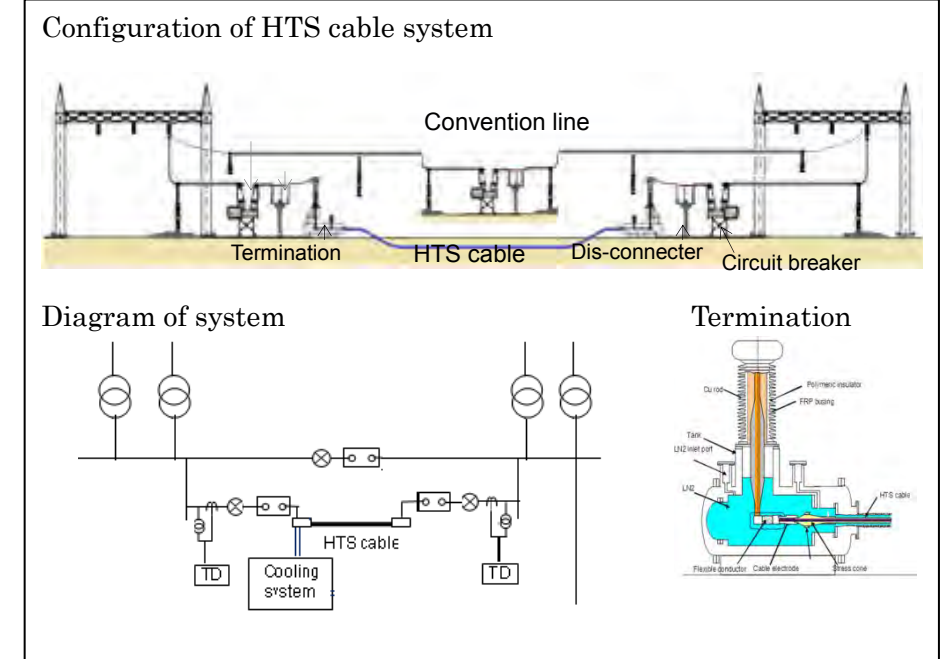
Heat load in cable	1.69 kW/km-phase
Heat load in termination	0.4 kW/set
Flow rate	10 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	75 K
Pressure at inlet	0.49 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	2.8 kW
Max flow rate	20 l/min
Pump head pressure	0.09 MPa
LN2 storage (Total)	2.8 m ³
Cable	0.13 m ³ /phase
Termination	0.39 m ³ /piece



6. Cooling system design

Item	Specification	
Refrigerator	5 kW X 1 sets	Brayton
Reservoir tank	0.3 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	20 l/min 0.1MPa	1 sets

7. Power equipment for HTS cable system



8. Cost estimation

(a) Initial

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	70m×3	520
Termination sets	6 sets	900
Cooling System (Refrigerator, Pump, Cryostat pipe)	1 unit	5,000
Control system	1 unit	2,500
Civil work for installation site	1 unit	
Installation	1 unit	

(2) Operation

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
Refrigerator power (COP 0.08)	34 kW	57
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

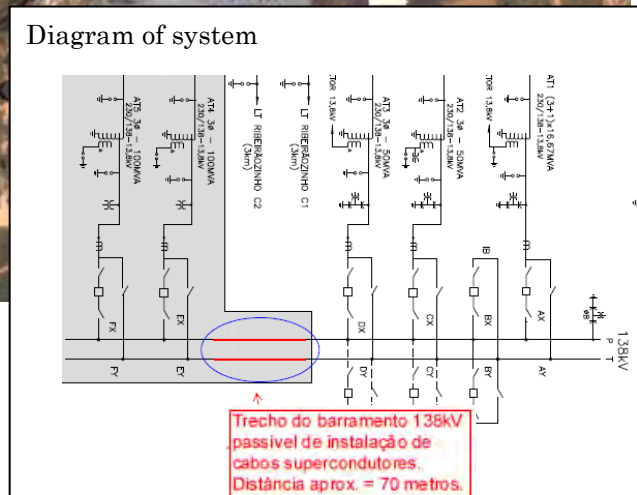
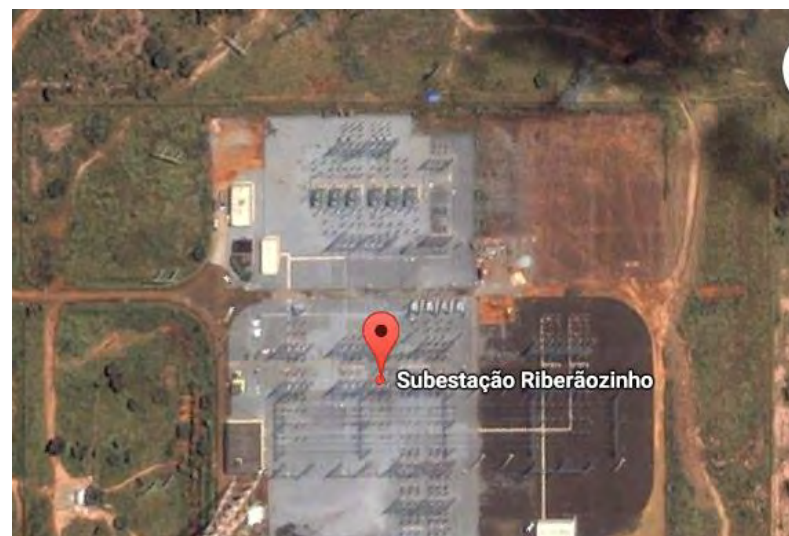
Design sheet of pilot plant-three core version (Sheet 5.4.2-6)

認調査

1. General Information

Company name	Eletronorte
City name	Ribeirãozinho – Mato Grosso
Substation name	Barra do Peixe
Location	16°29'41.0"S 52°36'56.4"W
Line	interconnect of existent slide bars
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	138 kV
Power	200 MVA (AT4 + AT5)
Current	837 A
Length	70 m
Altitude	400 m

2. Layout of Superconducting cable



3. Merit of introducing HTS cable. (Potential need)

- 1) High capacity line
- 2) Space & cost saving for the construction

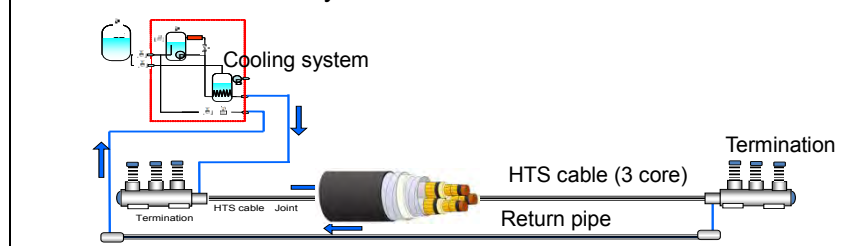
4. HTS Cable design

Cable Type	Three core	
AC voltage test	190 kV	
Impulse voltage	650 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	40 kA	
Duration of accident		
Cable dimension		
O.D. Former	20 mm	
O.D. HTS conductor	24.3 mm	
O.D. Insulation	52.3 mm	
O.D. HTS shield layer	53.5 mm	
O.D. Cable core	57.9 mm	
I.D. Cooling pipe	146 mm	
O.D. Cooling pipe	192 mm	
O.D. Cable	198 mm	
Weight	18.1 kg/m	

5. Cooling system design

Heat load in cable	2.0 kW/km
Heat load in termination	1.0 kW/set
Flow rate	20 L/min
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	74 K
Pressure at inlet	0.4 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	2.0 kW
Max flow rate	20 l/min
Pump head pressure	0.01 MPa
LN2 storage (Total)	2.6 m ³
Cable	0.72 m ³
Return pipe	0.35 m ³
Termination	0.79 m ³ /piece

LN2 flow in HTS cable system



6. Cooling system design

Item	Specification	
Refrigerator	5 kW X 1 sets	Brayton
Reservoir tank	0.3 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	20 l/min 0.1MPa	1 sets

7. Power equipment for HTS cable system

Existed bus line is separated with a disconnecter and a circuit breaker. A HTS cable system is connected with separate bus line. In case of trouble of the HTS cable, the disconnecter and the circuit breaker are installed at the both ends of the HTS cable.

Configuration of HTS cable system

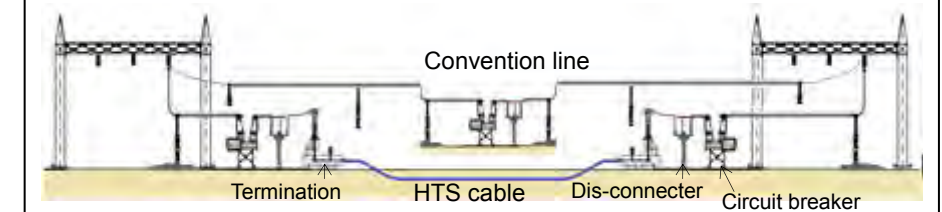
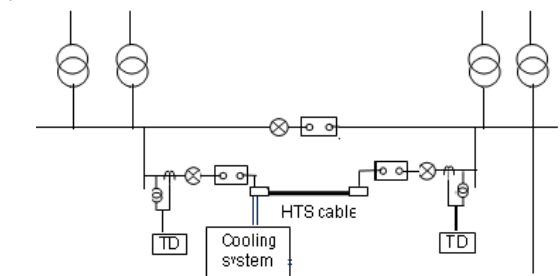


Diagram of system



8. Cost estimation

9. Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	70m	520
Termination sets	2 sets	600
Cooling System	1 unit	5,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation cost (0.15\$/kW)

Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	29 kW	51
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

Design sheet of pilot plant (Sheet 5.4.2-7)

確認調査

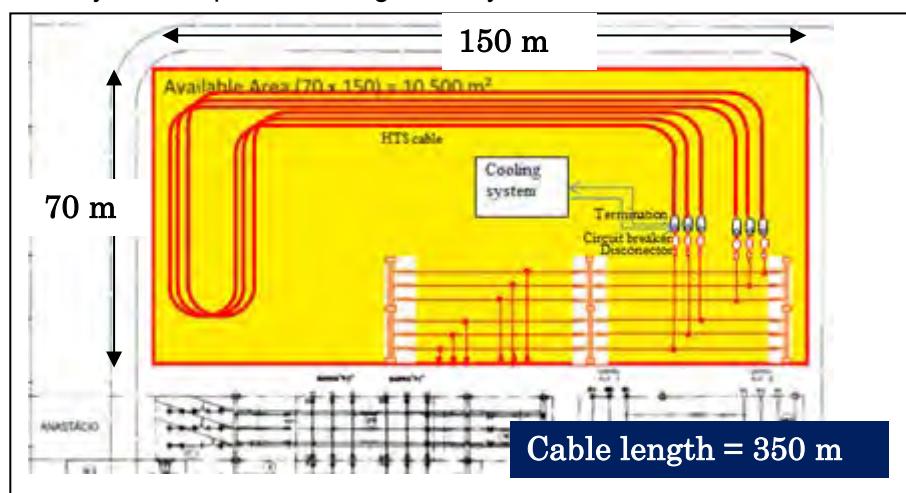
1. General Information

Company name	Eletrosul
City name	Dourados – Mato Grosso do Sul
Substation name	Dourados
Location	22°16'01.9"S 54°59'37.0"W
Line	Interconnection in Substation
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	230 kV
Power	400 MVA
Current	1000 A
Cable length	350 m
Altitude	400 m

2. Layout of Substation



3. Layout of superconducting cable system

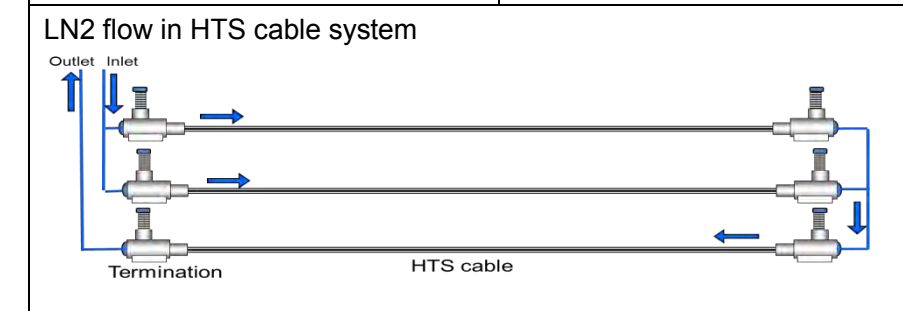


4. HTS Cable design

Cable Type	Single core	
AC voltage test	318 kV	
Impulse voltage	1050 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	63 kA	
Duration of accident	0.6 s	
Cable dimension		
O.D. Former	30.8 mm	
O.D. HTS conductor	35.1 mm	
O.D. Insulation	81.1 mm	
O.D. HTS shield layer	82.3 mm	
O.D. Cable core	89.5 mm	
I.D. Cooling pipe	105 mm	
O.D. Cooling pipe	131 mm	
O.D. Cable	157 mm	
Weight	14.3 kg/m	

5. Cooling system design

Heat load in cable	1.96kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	20 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	75 K
Pressure at inlet	0.71 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	5.7 kW
Max flow rate	40 l/min
Pump head pressure	0.31 MPa
LN2 storage (Total)	10.30 m ³
Cable	1.12 m ³ /phase
Return pipe	-----
Termination	1.15 m ³ /set



6. Cooling system design

Item	Specification	Type
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	1.1 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	40 l/min 0.4MPa	2 sets

7. Power equipment for HTS cable system

Existed bus line is separated with a disconnector and a circuit breaker. A HTS cable system is connected with separate bus line. In case of trouble of the HTS cable, the disconnector and the circuit breaker are installed at the both ends of the HTS cable.

Configuration of HTS cable system

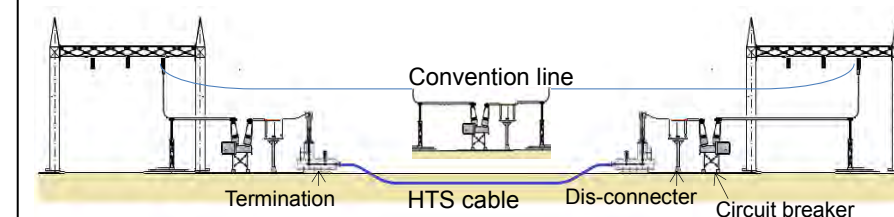
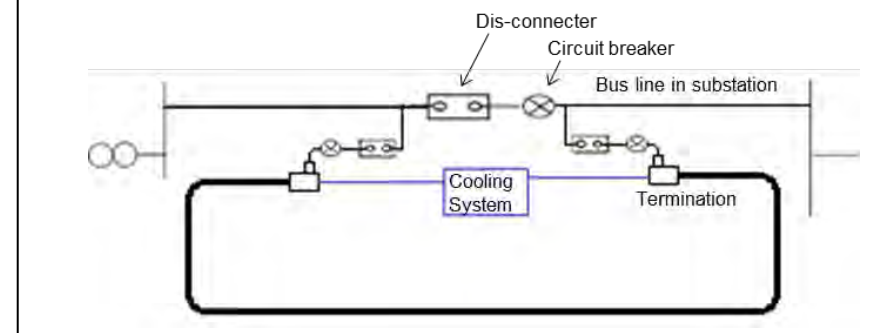


Diagram of system



8. Cost estimation

(a) Initial cost

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	350m×3	2,670
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation cost (0.15\$/kW)

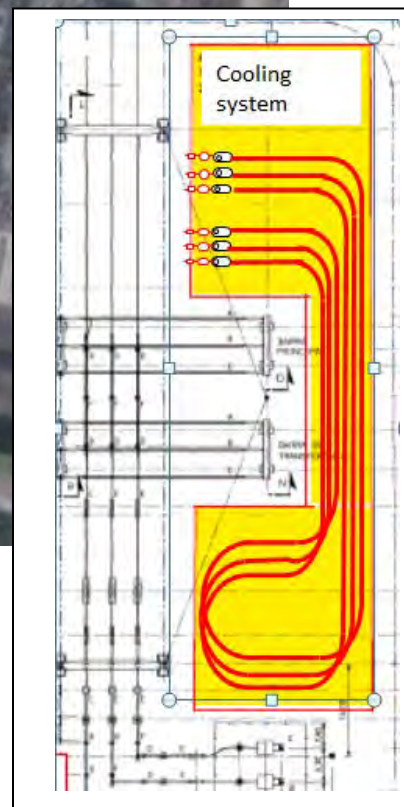
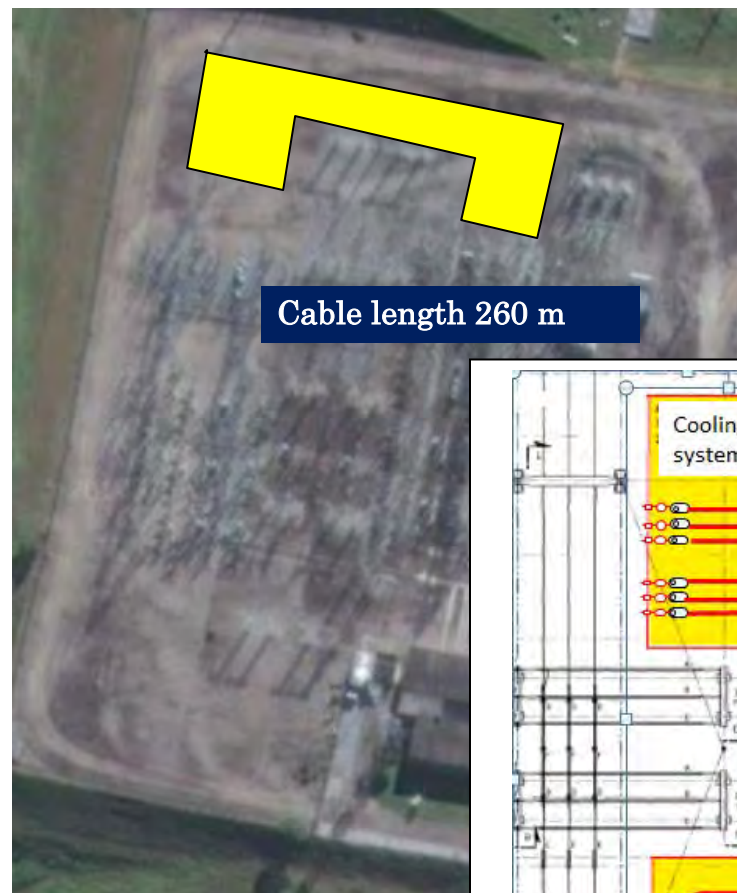
Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	95 kW	138
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

Design sheet of pilot plant
(Sheet 5.4.2-8)

1. General Information

Company name	Eletrosul
City name	Caminho Novo - Santa Catarina
Substation name	Palhoça
Location	27°38'32.4"S 48°41'28.6"W
Line	Interconnection in Substation
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	230 kV
Power	400 MVA
Current	1000 A
HTS cable length	260 m
Altitude	32 m

2. Layout of Substation

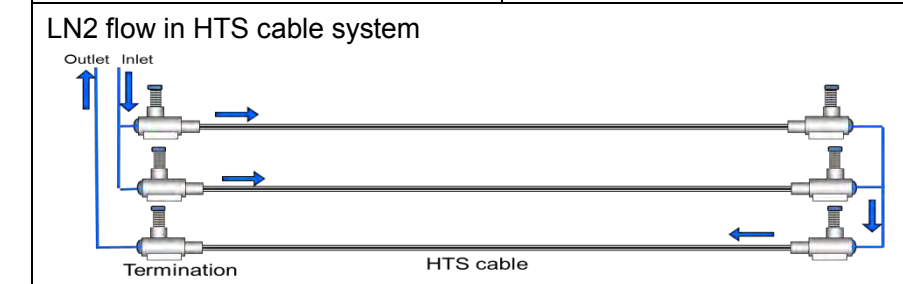


3. HTS Cable design

Cable Type	Single core	
AC voltage test	318 kV	
Impulse voltage	1050 kV	
Nominal current	1000 A	
Fault current (Max)	63 kA	
Duration of accident	0.6 s	
Cable dimension		
O.D. Former	30.8 mm	
O.D. HTS conductor	35.1 mm	
O.D. Insulation	81.1 mm	
O.D. HTS shield layer	82.3 mm	
O.D. Cable core	89.5 mm	
I.D. Cooling pipe	105 mm	
O.D. Cooling pipe	131 mm	
O.D. Cable	157 mm	
Weight	14.3 kg/m	

4. Cooling system design

Heat load in cable	1.96 kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	20 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	75 K
Pressure at inlet	0.63 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	5.1 kW
Max flow rate	40 l/min
Pump head pressure	0.23 MPa
LN2 storage (Total)	9.43 m ³
Cable	0.84 m ³ /phase
Return pipe	-----
Termination	1.15 m ³ /set



5. Cooling system design

Item	Specification	Type
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	0.9 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	40 l/min 0.4MPa	2 sets

6. Power equipment for HTS cable system

Existed bus line is separated with a disconnector and a circuit breaker. A HTS cable system is connected with separate bus line. In case of trouble of the HTS cable, the disconnector and the circuit breaker are installed at the both ends of the HTS cable.

Configuration of HTS cable system

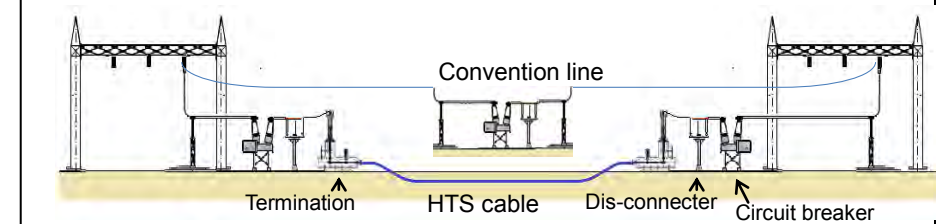
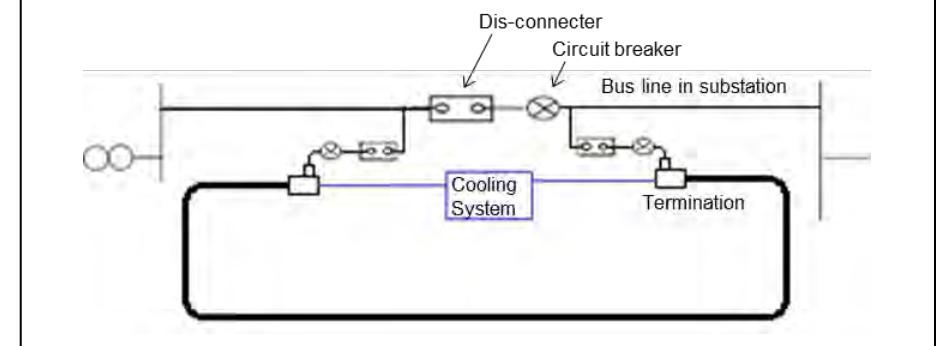


Diagram of system



7. Cost estimation

(a) Initial cost

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	260m×3	2,000
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation cost (0.15\$/kW)

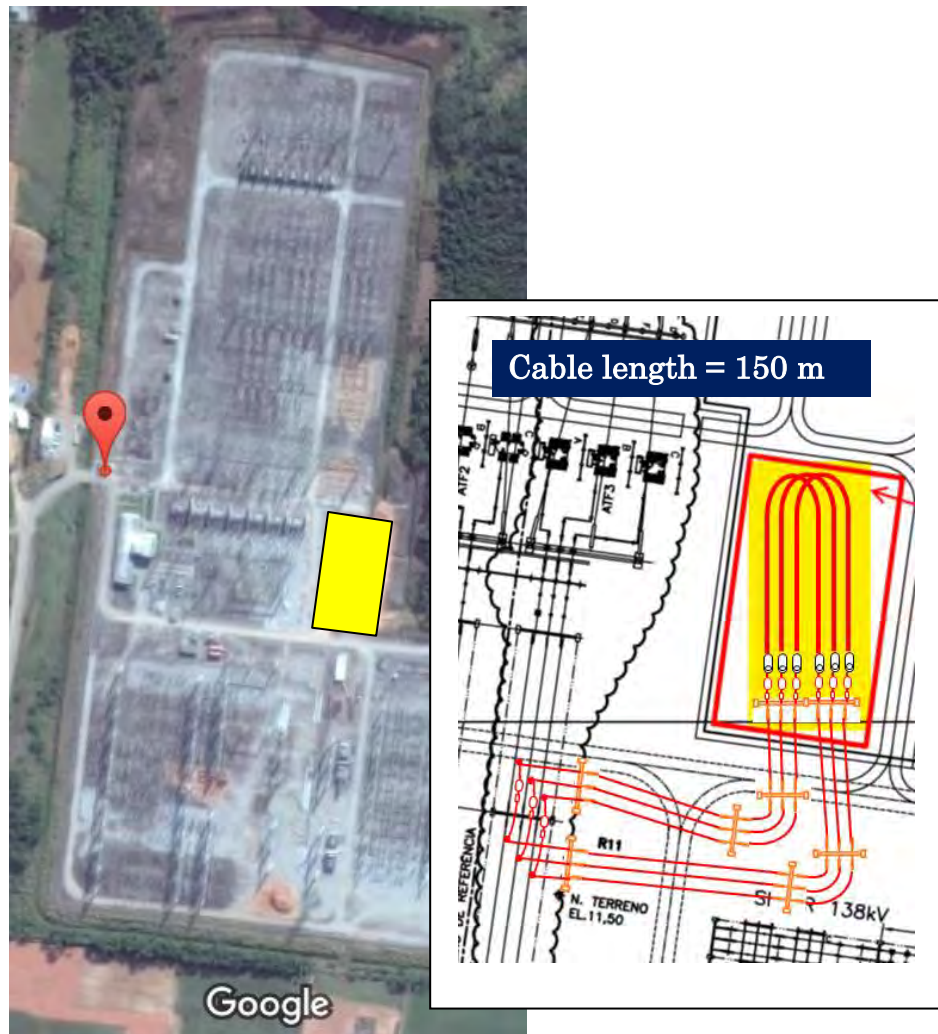
Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	90 kW	131

Design sheet of pilot plant
(Sheet 5.4.2-9)

1. General Information

Company name	Eletrosul
City name	Bairro - Santa Catarina
Substation name	Biguaçu
Location	27°29'04.0"S 48°44'02.4"W
Line	Interconnection in Substation
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	230 kV
Power	400 MVA
Current	1000 A
HTS cable length	150 m

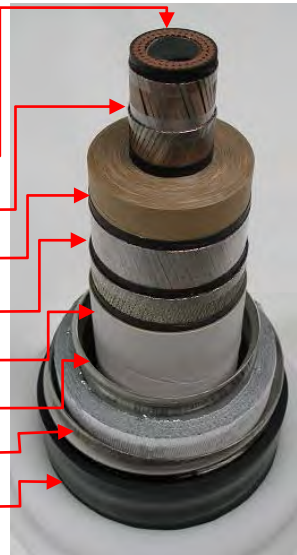
2. Layout of Substation



3. HTS Cable design

Cable Type	Single core
AC voltage test	318 kV
Impulse voltage	1050 kV
Nominal current	1000 A
Fault current (Max)	63 kA
Duration of accident	0.6 s
Cable dimension	
O.D. Former	30.8 mm
O.D. HTS conductor	35.1 mm
O.D. Insulation	81.1 mm
O.D. HTS shield layer	82.3 mm
O.D. Cable core	89.5 mm
I.D. Cooling pipe	105 mm
O.D. Cooling pipe	131 mm
O.D. Cable	157 mm
Weight	14.3 kg/m

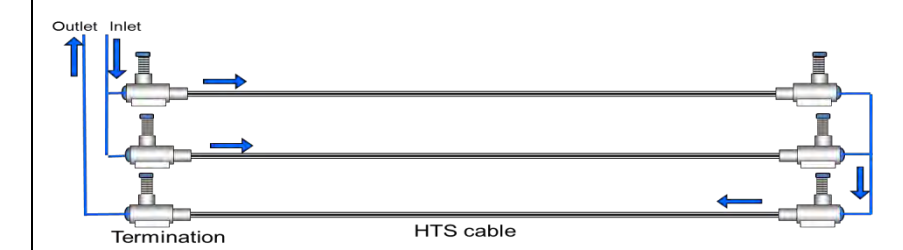
Single core cable



4. Cooling system design

Heat load in cable	1.96kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	20 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	74 K
Pressure at inlet	0.53 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	4.5 kW
Max flow rate	40 l/min
Pump head pressure	0.13 MPa
LN2 storage (Total)	8.37 m ³
Cable	0.41 m ³ /phase
Return pipe	----
Termination	1.15 m ³ /set

LN2 flow in HTS cable system



5. Cooling system design

Item	Specification	Type
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	0.9 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	40 l/min 0.4MPa	2 sets

6. Power equipment for HTS cable system

Existed bus line is separated with a disconnecter and a circuit breaker. A HTS cable system is connected with separate bus line. In case of trouble of the HTS cable, the disconnecter and the circuit breaker are installed at the both ends of the HTS cable.

Configuration of HTS cable system

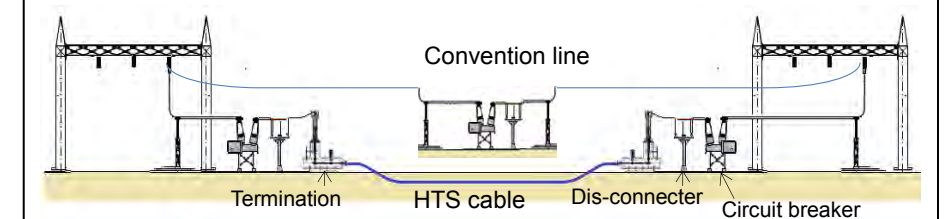
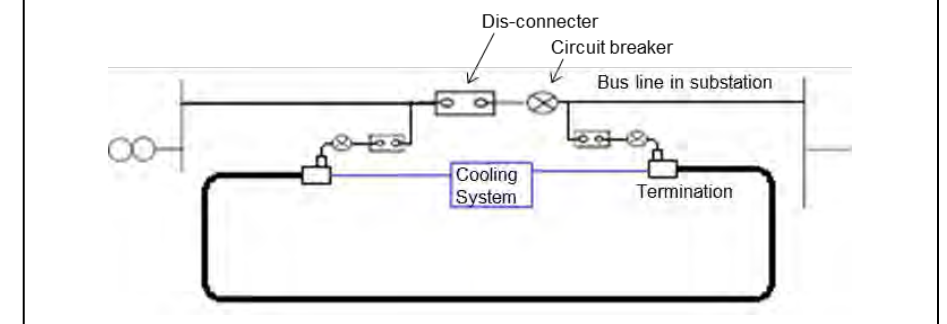


Diagram of system



7. Cost estimation

(a) Initial

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	350m×3	1,150
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation

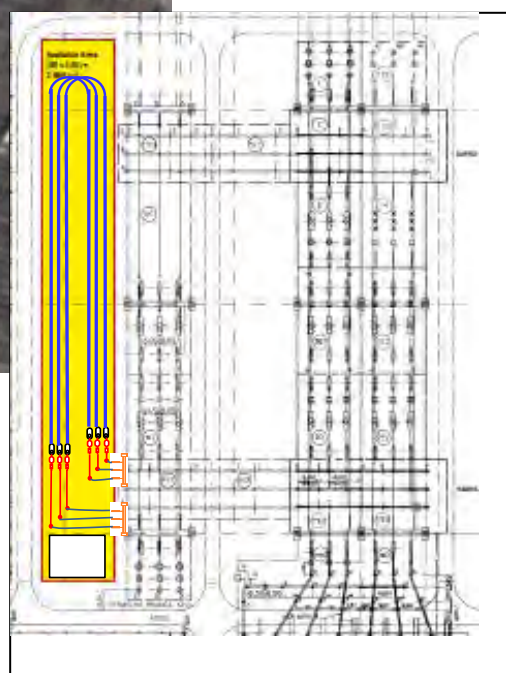
Item	Quantity	Cost (k-US\$)
Refrigerator power (COP 0.08)	85 kW	125
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

Design sheet of pilot plant
(Sheet 5.4.2-10)

1. General Information

Company name	Eletrosul
City name	Londrina - Parana
Substation name	Londrina
Location	23°27'46.86"S 51° 8'21.57"W
Line	Interconnection in Substation
Specification of a pilot plant line	
Nominal voltage	230 kV
Power	400 MVA
Current	1000 A
HTS cable length	200 m
Altitude	455 m

2. Layout of Substation

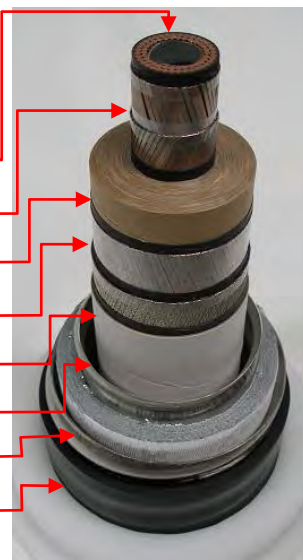


Cable length 200 m

3. HTS Cable design

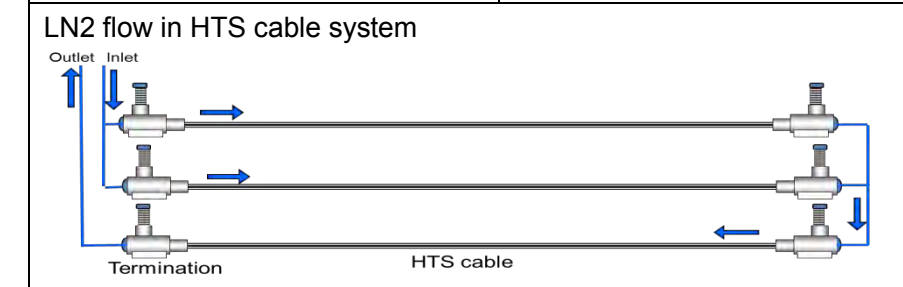
Cable Type	Single core
AC voltage test	318 kV
Impulse voltage	1050 kV
Nominal current	1000 A
Fault current (Max)	63 kA
Duration of accident	0.6 s
Cable dimension	
O.D. Former	30.8 mm
O.D. HTS conductor	35.1 mm
O.D. Insulation	81.1 mm
O.D. HTS shield layer	82.3 mm
O.D. Cable core	89.5 mm
I.D. Cooling pipe	105 mm
O.D. Cooling pipe	131 mm
O.D. Cable	157 mm
Weight	14.3 kg/m

Single core cable



4. Cooling system design

Heat load in cable	1.96kW/km-phase
Heat load in termination	0.6 kW/set
Flow rate	20 L/min-cable
Temperature of inlet	70 K
Temperature of outlet	75 K
Pressure at inlet	0.58 MPa
Pressure at outlet	0.4 MPa
Total heat capacity	4.8 kW
Max flow rate	40 l/min
Pump head pressure	0.18 MPa
LN2 storage (Total)	9.43 m ³
Cable	0.84 m ³ /phase
Return pipe	----
Termination	1.15 m ³ /set



5. Cooling system design

Item	Specification	Type
Refrigerator	5 kW X 2 sets	Brayton
Reservoir tank	1 m ³	LN2, 1 set
Circulation pump	40 l/min 0.4MPa	2 sets

6. Power equipment for HTS cable system

Existed bus line is separated with a disconnector and a circuit breaker. A HTS cable system is connected with separate bus line. In case of trouble of the HTS cable, the disconnector and the circuit breaker are installed at the both ends of the HTS cable.

Configuration of HTS cable system

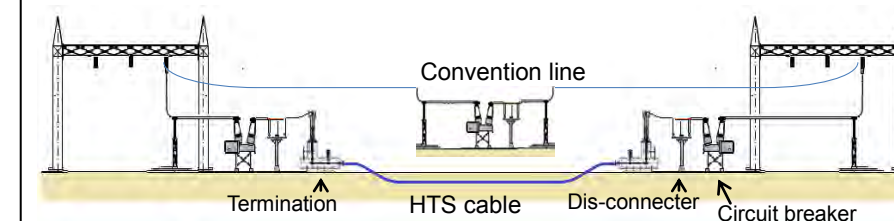
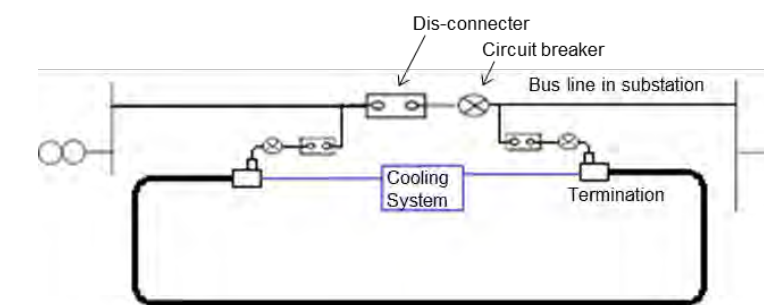


Diagram of system



7. Cost estimation

(a) Initial cost

Item	Quantity	Cost (k-US\$)
HTS cable	200m×3	1,550
Termination sets	6 sets	900
Cooling System	1 unit	8,000
Control system + Protection system	1 unit	2,500
Civil work (Installation site, Control house)	1 unit	
Installation (directly embed, trough, conduit)	1 unit	

(2) Operation cost (0.15\$/kW)

Item	Quantity	Cost (k-US\$/y)
Refrigerator power (COP 0.08)	88 kW	128
The other power (Control panel, chiller)	10 kW	

5.4.4 交流超電導送配電の実証設備導入に伴う規制面の確認

ブ国では、CONAMA 決議 NO.237 により、環境ライセンスが必要な事業が決められている。その事業の一つとして、電力の送電がある。ブ国では、まだ超電導の技術は採用されていないが、送電の範疇として環境ライセンスが必要となると考えられる。環境ライセンスは、次の三つのフェーズでの取得が必要であることが確認できている。

[事前許可 LP: Licença Prévia 事業計画段階の環境ライセンス]

- ・事業者は、事業の目的や実施場所、また、適用する技術とその効果、更には、考えられるリスクとそれへの対応策等を記載した検討書を作成・提出する必要がある。これに対して、修正が加えられることもあるが、最終的に、事前許可が得られれば、次の設置許可の段階に行く。

[設置許可 LI: Licença de Instalação 事業建設段階の環境ライセンス]

- ・ブ国では、工事の実施中、全うしなければいけない項目として、環境や人命にダメージを与えない様に色々な基準が定められている。具体的には、森林や植生を伐採する必要がある場合や、考古学調査場所を通過する場合には、それらを管理する部署の許可が必要となる。また、先住民への影響や、景観への影響にも配慮が必要であり、更には、空港施設を通過してはいけない、航路を妨害してはいけない、鉱物の埋蔵場所を避けないといけない等、様々な基準があり、これらを管理する部署それぞれの許可が必要となる。なお、これらの項目については、全て環境省が把握しており、事業の推進に当たって確認しておく必要がある。

[オペレーションライセンス LO: Licença de Operação 事業施設運用段階の環境ライセンス]

- ・上記の様な条件が全て満たされて、工事が開始し完了すれば、オペレーションライセンスが必要となる。なお、通常、設置許可までに、12～18ヶ月程度掛かる。

以上の環境ライセンスの申請は、州の境界を超えるものや先住民の部落を通過するものであれば、IBAMA への提出が必要であるが、州内の工事のみであれば、州の環境関係機関に提出することになる。

また、ブ国では、送電は環境ライセンスが必要だが、配電ではライセンスが必要ない。24kV 以下が配電であり、その上の階級のサブトランスミッションについても環境ライセンスは必要ない。更に上のトランスミッション (230kV 以上) となると環境ライセンスが必要となる。また、電柱や地下に埋設する様な施設は、配電と見なしている。

なお、ANEEL によると、超電導技術は新技術であることから、パイロットプラントの実施場所が正式に決まった段階で、送電分野の規制に対して、どの様なインパクトを与えるのか等について、検討する必要があるとのことであった。

一方、電力ネットワークへの採用という観点からは、ブ国では、EPE に実用化された技術として受け入れられる必要がある。この様な新しい技術は、事業者が EPE にプレゼンをして、それに基づき実験的な施設を設け、その実験施設で成功すれば、全国に展開できることになる。

5.5 情報発信（セミナー）

5.5.1 セミナー概要

日本における超電導送電技術の開発などについて紹介するとともに、その技術のブラジルへの適用に関して、これまで調査してきた結果を報告し、各関係機関から広く意見を伺うことを目的に、2016年5月19（木）、Eletrobrasの研究機関であるCEPELにて、セミナーを開催した。概要は、以下のとおり。

(1) 開催日時 2016年5月19日(木) 9:30～17:00

(2) 場所 CEPEL 内 講堂

(3) 出席者 110名（添付 5.5.1-8 参照）

・ Eletrobras、CEPEL、Eletrobras傘下の送電会社、配電会社の他、MME、EPE、ONSなどの政府関係機関およびCIGREや大学からの参加もあった。

(4) 挨拶・講演・質疑応答概要（プログラムは表 5.41 参照）

【挨拶】

・ JICA 小林氏

ANEELによると、将来的には電力が不足する。また、発電、送電、配電設備の増設や近代化が必要であると言われている。その様な背景のもと、EletrobrasおよびCEPELとともに、日本の超電導技術がブラジルに展開できないかという検討を進めている。日本の超電導技術は実用化に近い段階となっており、ブラジルへの展開は、ブラジルの送電や配電分野において、大きなメリットがあるものと考えている。

・ Eletrobras Guenka 氏

これまでのJICA調査団とブラジル側の検討で、超電導送電の実験用設備に関する議論はほぼ完了した。今後は、その応用として、送電および配電を対象に、実用化に向けた検討を行っていきたいと考えている。超電導は、新しい技術であり、挑戦的な課題である。しかしながら、ロスを減らす等、収益の改善に繋がる技術だと考えている。

・ CEPEL Ary 氏

CEPELでは、既に、超電導の線材や、超電導の試験に必要な設備も一部有している。また、この超電導技術を、電流の制限に使えないかという検討も行っている。この様に、超電導技術に携わっていたことから、ブラジルへの超電導の適用に関する検討に協力することとなった。CEPELでは、超電導送電のパイロットプロジェクトを行う前段階として、5m程度の超電導ケーブルを使って色々な試験を行うことで、超電導送電技術の評価を行うための知識・ノウハウを蓄積したいと考えている。

【講演】

・ Energy Sector in Brazil and the Role of Transmission Lines（添付 5.5.1-1 参照）

発表者：Cristiano Augusto Trein (MME)

・ High Voltage Transmission Underground Lines in Brazil（添付 5.5.1-2 参照）

発表者：Carla Damasceno Peixoto（Comitê de Estudos B1 do CIGRÉ-Brasil）

- R&D of Applied Superconductivity at CEPEL (添付 5.5.1-3 参照)
発表者：Alexander Polasek (CEPEL)
- JICA Project of Introducing the Superconducting Technology in Brazil (添付 5.5.1-4 参照)
発表者：Koki Watanabe (YONDEN)
- R&D of Superconducting Cable in Japan (添付 5.5.1-5 参照)
発表者：Keiichi Yamamoto (MAYEKAWA)
- Benefits of Superconducting Power Lines and the Roadmap for the Practical Use
(添付 5.5.1-6 参照)
発表者：Shinichi Mukoyama (FURUKAWA)
- Laboratory Facilities (Adrianopolis Laboratories) (添付 5.5.1-7 参照)
発表者：Flávio Bittencourt Barbosa (CEPEL)

【質疑応答（概要）】

各発表者からの講演後の質疑応答では、

- a. 30 年ほど前の超電導の発見から、現在に至っても実用化に至っていない技術的な背景
- b. 超電導送電においても通常の送電線と同様に分岐して送電することの可否
- c. 超電導ケーブルを冷却するための窒素について、既に病院等へ供給しているネットワークを活用することの可否
- d. 超電導ケーブルを繋ぎなしで送電できる長さ
- e. 超電導ケーブルの温度のモニタリング方法
- f. 超電導ケーブルを曲げる際の最低半径
- g. 超電導ケーブルと通常の電力設備の接続方法

など、電力設備を建設・運用する立場などから、多くの質問があった。なお、これらに対する調査団および CEPEL からの回答は、以下のとおり。

- a. その当時は、見本程度のものの発見・開発であり実用化に至らなかったが、現在は、関連する技術も進んでおり、色々な材料も開発され、5 年ほど前には、超電導の線材が商業化された。このため、今後 10 年での実用化というのは、かなり実現性が高い。
- b. 超電導送電においても、極力、熱の侵入が無い様な設計にする必要があるものの、分岐用の端末を作ることで、送電線から分岐して送電することができる。
- c. 超電導送電の冷却に使う窒素として、病院等へ供給しているネットワークからの窒素を活用することもできる。日本でも、この様なシステムについて提案したことがある。
- d. ケーブルをドラムに巻いて輸送する関係で長さが制限される。その長さは 500m である。
- e. 光ファイバーの温度センサーを使用する。
- f. 現用ケーブルと同じ 25D (D はケーブル直径) はクリアする。ケーブルのサイズにもよるが、2m 位で曲げることが可能である。

以上の他、都市部で超電導送電を適用する場合は、敷地の面積も小さくて済む。これは、トータルコストの検討において考慮すべき点であるという超電導送電のメリットに係る意見もあった。

表 5.41 セミナープログラム

Horário / Time	Tema / Presentation Title	Palestrante / Speaker
9:00-9:30	Recepção/ Reception	
9:30-10:00	Abertura/ Opening Remarks	Chiaki Kobayashi (JICA) Luis Yoshihiro Guenka (Eletrobras) Diretoria do CEPEL
10:00-10:20	O Setor Energético no Brasil e o Papel das Linhas de Transmissão Energy Sector in Brazil and the Role of Transmission Lines	Cristiano Augusto Trein (MME)
10:20-10:40	Linhas de Transmissão Subterrâneas em Alta Tensão no Brasil High Voltage Transmission Underground Lines in Brazil	Carla Damasceno Peixoto (Comitê de Estudos B1 do CIGRÉ-Brasil)
10:40-11:00	P&D em Supercondutividade Aplicada no CEPEL R&D of Applied Superconductivity at CEPEL	Alexander Polasek (CEPEL)
11:00-11:20	Coffee-break	
11:20-11:40	JICA Project of Introducing the Superconducting Technology in Brazil	Koki Watanabe (YONDEN)
11:40-12:20	R&D of Superconducting Cable in Japan	Keiichi Yamamoto (MAYEKAWA)
12:20-13:00	Benefits of Superconducting Power Lines and the Roadmap for the Practical Use	Shinichi Mukoyama (FURUKAWA)
13:00-13:20	Laboratório George Zabłudowski (CEPEL – Adrianópolis) Laboratory Facilities (Adrianopolis Laboratory)	Flávio Bittencourt Barbosa (CEPEL)
13:30-15:00	Almoço	
15:00-17:00	Discussão / Discussion	Coordenador / Coordinator Luis Yoshihiro Guenka (Eletrobras)

(5) セミナー風景



開会挨拶 (JICA 小林氏)



開会挨拶 (Eletrobras Guenka 氏 [左]、
CEPEL Arv 氏 [右])



講演 (MME Christiano 氏)



講演 (CIGRE Carla 氏)



講演 (CEPEL Alexander 氏)



講演 (調査団 渡辺)



講演 (調査団 山本)



講演 (調査団 向山)

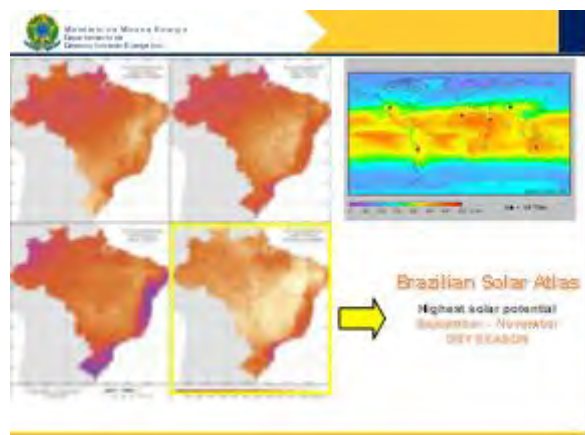
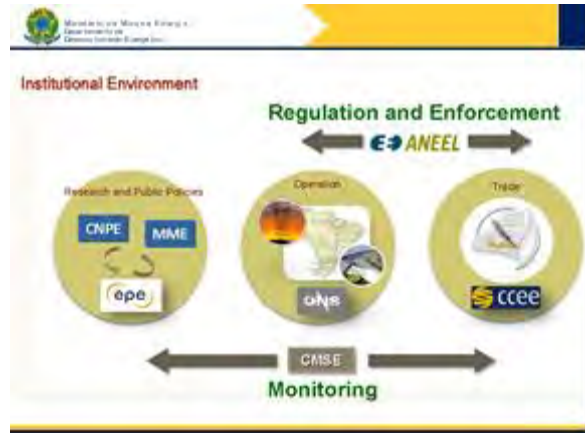


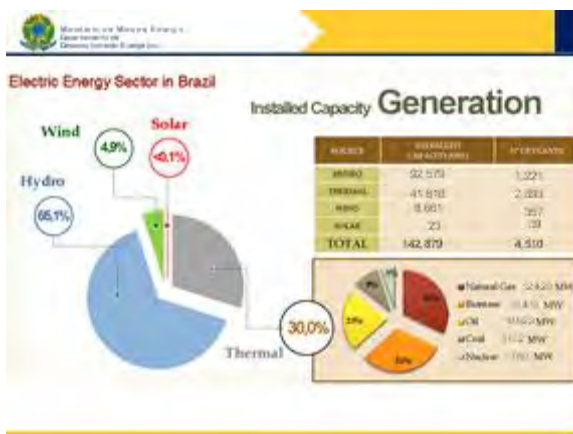
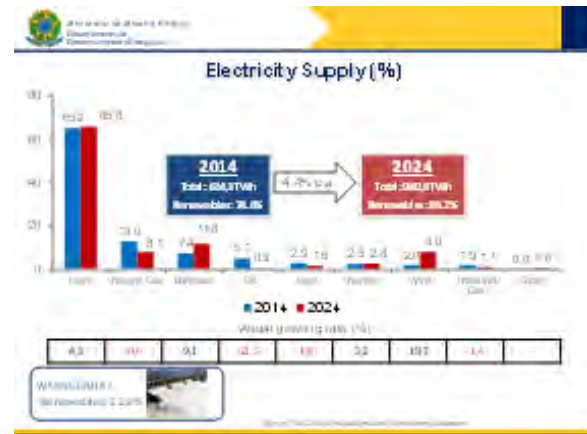
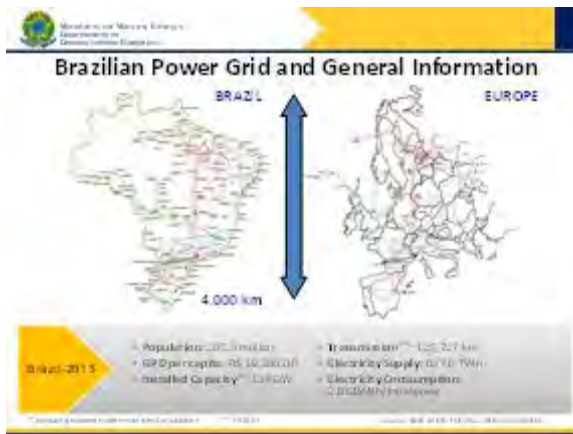
(6) まとめ

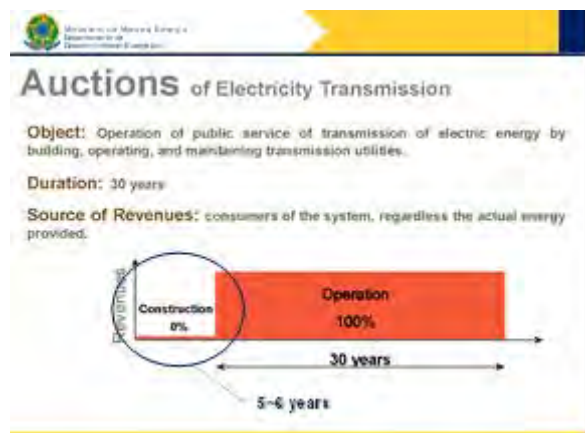
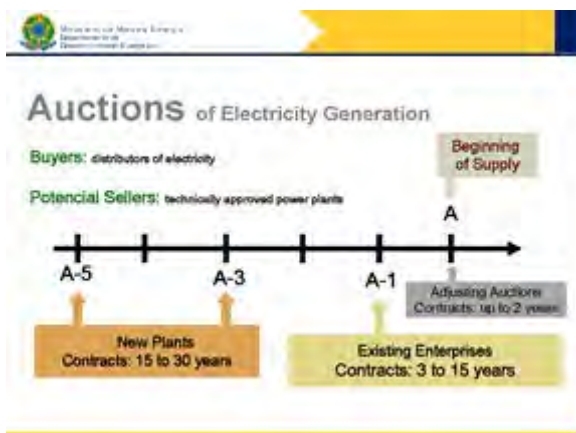
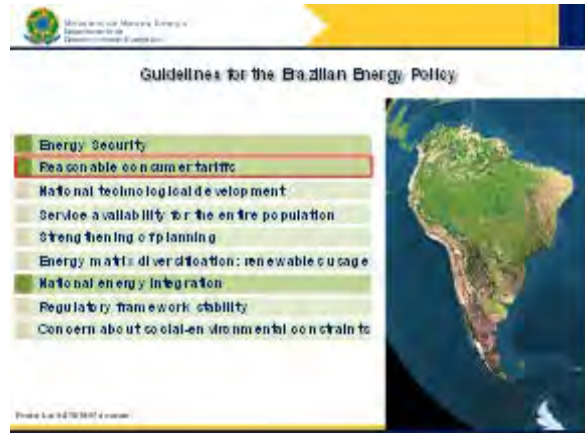
今回のセミナーを通じて、ブラジルにおける電力事情・課題や、超電導送電に係る基礎的な技術内容、また、日本での超電導送電の開発状況などについて、理解して頂くことができた。

これにより、今後、Eletrobras 傘下の送電会社に検討を進めて頂きたいと考えている、超電導送電パイロットプラントの候補地検討のための素地作りができた。

添付 5.5.1-1








Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

Guidelines for the Brazilian Energy Policy

- Energy security
- Reasonable consumer tariffs
- National technological development
- Service availability for the entire population
- Strengthening of planning
- Energy matrix diversification: renewable usage
- National energy integration**
- Regulatory framework stability
- Concern about total environmental constraints



Fonte: Lei nº 9.097/2000

Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

Generation and Transmission Expansion

Transmission Lines Expansion Policies

- National integration
- Regional connections
- Strengthening of main grid
- Energy optimization



Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

Electric Energy Sector in Brazil


Transmission System

126 thousand km (September 2015)

Tension (kV)	Extension (km)	%	Capacity (MVA)	%
230	53.024	41,8	79.396	26,0
345	10.303	8,1	49.795	16,3
440	3.741	3,0	23.916	7,8
500	41.197	32,5	129.842	42,5
600 (CC)	12.816	10,1	-	-
750	2.683	2,1	22.500	7,4
TOTAL	126.764	100,0	305.443	100,0

102 Transmission companies

Losses: 18%



Fonte: Brazilian Ministry (ENEL, 2015)

Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

Generation and Transmission Expansion

Transmission

Ten-Year Plan - Electric Energy (PDE) 2024 (R\$ 78 bn)

Tension (kV)	September 2015		December 2024	
	Extension (km)	Capacity (MVA)	Extension (km)	Capacity (MVA)
230	53.024	79.396	73.517	126.473
345	10.303	49.795	11.969	70.942
440	4.741	23.916	7.051	34.947
500	41.197	129.842	83.439	234.520
600 (CC)	12.816	-	12.816	-
750	2.683	22.500	2.683	26.897
800 (CC)	-	-	10.055	-
TOTAL	126.764	305.443	201.560	493.777

Extension (km): Increase of **59%** Capacity (MVA): Increase of **62%**

Losses: 16,3%

Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

PET/PELP 2015-2020

Linhas de Transmissão

Região	Extensão (km)	Investimentos (R\$ mil)
Sudeste / Centro-Oeste	5.622	7.637.652,79
Norte	3.291	7.925.894,27
Nordeste	5.426	7.359.616,25
Sul	3.687	3.519.497,81
Total	18.026	26.241.661,12

Ministry of Mines, Energy and Petroleum Development
Departamento de Energia

Service Areas



Fonte: WPP (2011)

PDE 2024: 5.582 km².

- Centro-Oeste: 44%
- Sudeste: 20%
- Centro-Sul: 20%
- Norte/Nordeste: 12%
- Sul: 4%



.. And how about superconduction in Brazil?

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Superconducting Technologies for
Transmission and Distribution
Estado da Arte no Japão e Possibilidades de
Aplicação no Brasil

Eng. Cristiano Augusto Trein, Ph.D.
Departamento de Desenvolvimento Energético
Ministério de Minas e Energia
cristiano.trein@mma.gov.br

May 2016

添付 5.5.1-2

STUDY COMMITTEE III - INSULATED CABLES

NEWLY INSTALLED UNDERGROUND AC CABLE SYSTEMS IN BRAZIL

Carta B. Petroló - LIGHT OESA, Julio Cesar R. Lopez - INOVAT EC, Eduardo Karabicki Filho e Natalia G.R. de Loureiro - EDS Big, e Cetera

100ª Sessão Ordinária do Conselho Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

INFORMACIONAL, Apresentação: 03/04/2013

- SURVEY: High Voltage Underground Cables ≥ 69 KV
- BRAZILIAN CONSULTED ELECTRICITY UTILITIES: LIGHT OESA, ELETROPAULO, CTEEP, CIEL, TRAE, OSEB-D, CEB e CIESC.
- PERIOD: 2003 a 2013
- OBJECT: Results Analysis, Best Practices Sharing, Main Difficulties and Proposed Goals (by Categories of Each Region)

BRAZILIAN HV UNDERGROUND CABLES SYSTEM

- 1,676.00km - voltage class ≥ 69 KV
- LOCATION: 88% - Southeast Region of the Country, São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte Cities
- TREND: Growth of New Installations on Other Regions, South and Midwest Regions

BRAZILIAN GEOGRAPHIC DISTRIBUTION

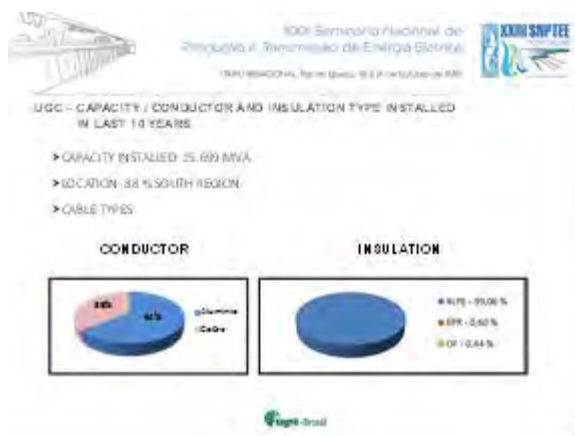
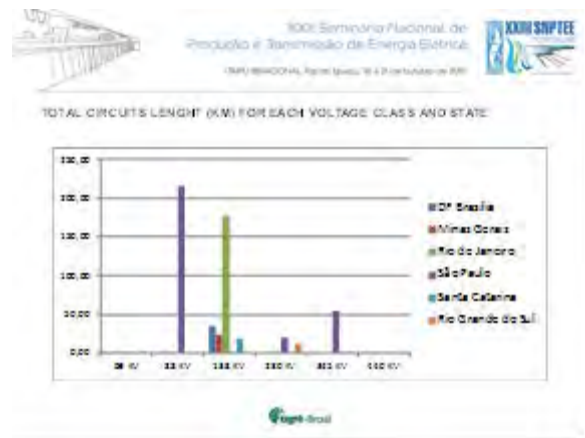
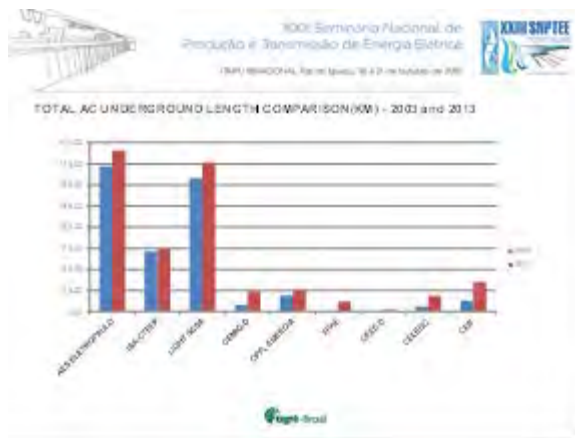
Legend: MIDWEST (Green), SOUTHEAST (Blue), SOUTH (Orange)

UTILITY OVERHEAD AND UNDERGROUND CABLE LENGTH - TILL 2013

POWER UTILITY	VOLTAGE (KV)	CONSUMERS (Mileas)	LENGTH (km)	
			OVERHEAD (km)	UNDERGROUND (km)
SACTESB	33	3.0	5,502.72	750.00
	69		2,102	0.00
	138		3,250.00	0.00
	230	6.0	3,024.41	0.00
	345		742.98	0.00
Light OESA	138	4	8,334.31	0.00
CEPEL	138	4	1,230.25	1,700.00
CEPEL	138	7.5	15,029.00	24.00
CEPEL	330	6.4	8,550.00	24.00
TRAE	230		1,410.00	0.00
OSEB-D	69	4	1,347.00	2.00
CEB	525	0.94	462.40	0.00
CIESC	138	2.0	4,341.41	0.00
TOTAL INSTALLED - OVERHEADS			94,884.3	1,924.00
TOTAL INSTALLED - UNDERGROUNDS			79,675.24	1,724.00

AC UNDERGROUND CABLES TOTAL LENGTH COMPARISON - 2003 AND 2013

REGION	UTILITY	UNDERGROUND LENGTH (km)	
		2003	2013
SOUTHEAST	TRAE	77.7	98.00
	INOVAT EC	77.2	70.00
	LIGHT OESA	75.0	1,000.00
	CEPEL	10.1	24.00
MIDWEST	CEPEL	0.0	0.00
	TRAE	0.0	0.00
SOUTH	CEPEL	0.0	0.00
	CEPEL	0.0	0.00



100th National Seminar on Production and Transmission of Electric Energy
ENFERMIDADE, Apresentação 16 e 17 de Setembro de 2010

PERMITS AND LICENSES TO INSTALL TRANSMISSION LINES IN BRAZILIAN BIGEST CITIES

ENVIRONMENTAL LICENSE	ENVIRONMENTAL AGENCY	ENVIRONMENTAL REQUIREMENTS	ENVIRONMENTAL OPERATION	ENVIRONMENTAL TYPE	ENVIRONMENTAL TERM
ENVIRONMENTAL LICENSE	Only state	Municipal Regulation	1 month	2 months	1 month
	State Intervention (by state or federal environmental conservation area)	State Regulation	1 month	2 months	1 month
ENVIRONMENTAL LICENSE	Only state	Municipal Regulation	1 month	2 months	1 month
	State Intervention (by state or federal environmental conservation area)	State Regulation	1 month	2 months	1 month

100th National Seminar on Production and Transmission of Electric Energy
ENFERMIDADE, Apresentação 16 e 17 de Setembro de 2010

INFRASTRUCTURE LICENSES AND PERMITS

- > Documents and drawing: submission to City Hall and others public centres:
 - Municipal, City Roads, Railroads, Rivers and Traffic Departments
 - National Historic and Historic Heritage Entities responsible by monument and squares
- > Term: 4 months
- > Requirements: to adopt non-destructive civil works methods when crossing heavy traffic roads, railroads, rivers and channels
- > In some regions civil works are only allowed to nighttime



XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

CIVIL INFRASTRUCTURE – CRITICAL PATH



RJ City
Ducts bank and joint boxes concreted for safety in areas. Work done in parts around 200m reducing troubles to local population community.

Energ-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

CIVIL INFRASTRUCTURE – CRITICAL PATH

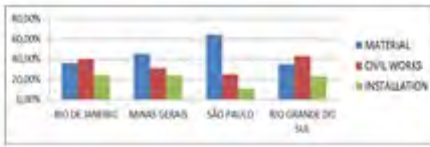


RJ City
H2O method to cross heavy traffic road. Direct buried cable installation.

Energ-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

COST INFLUENCE BY REGION - MATERIALS x CIVIL WORKS x INSTALLATION



Region	MATERIAL (%)	CIVIL WORKS (%)	INSTALLATION (%)
RIO DE JANEIRO	~35	~35	~30
MINAS GERAIS	~45	~30	~25
SÃO PAULO	~55	~25	~20
RIO GRANDE DO SUL	~40	~35	~25

Energ-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

118 KV HYBRID LINES – RECREIO – RJ CITY



Energ-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

118 KV UNDERGROUND AND SUBMARINE LINE- BRAS DE PINA / FUNDAÇÃO – RJ CITY



Energ-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
INFORMACIONAL, Rio de Janeiro, RJ e P de outubro de 2011

118 KV UNDERGROUND LINES – GARDÊNIA / GLOBO – RJ CITY



Energ-Brazil



XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
(INFORMAÇÃO) Rio de Janeiro, RJ 4 a 7 de Setembro de 2011

XXIII SNTPEE

230 KV UNDERGROUND LINE (AL9 - PAL4) PORTO ALEGRE CITY



Enge-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
(INFORMAÇÃO) Rio de Janeiro, RJ 4 a 7 de Setembro de 2011

XXIII SNTPEE

138 KV HYBRID LINE MANGUEIRAL / BRASILIA CENTRO



Enge-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
(INFORMAÇÃO) Rio de Janeiro, RJ 4 a 7 de Setembro de 2011

XXIII SNTPEE

138 KV UNDERGROUND LINES - BELO HORIZONTE CITY



Enge-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
(INFORMAÇÃO) Rio de Janeiro, RJ 4 a 7 de Setembro de 2011

XXIII SNTPEE

CONCLUSIONS
HV UNDERGROUND OR HYBRID CABLED SYSTEMS INCREASE FROM 2013

- Difficult to install overhead lines in urban areas
- Major investments and great international events
- BME mitigations – underground lines location in vehicle traffic routes for long people permanent presence
- Difficult to include in the critical path heavy traffic / congested underground – use of nondestructive excavation methods helps
- Lower comparative rate cost between underground / overhead lines in urban areas
- Major installations are on subtransmission level base class, but the major relative growth occurred on 230 KV

Enge-Brazil

XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
(INFORMAÇÃO) Rio de Janeiro, RJ 4 a 7 de Setembro de 2011

XXIII SNTPEE



Thank you!

Carla Damasceno Felício
 coordenadora logística
LIGHT SESA

Enge-Brazil

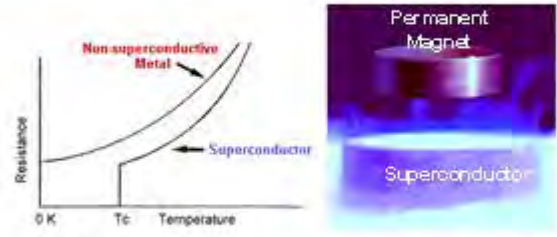
添付 5.5.1-3

Tecnologia de Cabos Supercondutores para
 Transmissão e Distribuição
 CEPEL, 19 de Maio de 2016



R&D of Applied Superconductivity at CEPEL
 Alexander Polasek
 Superconductivity Laboratory
 Special Technology Department

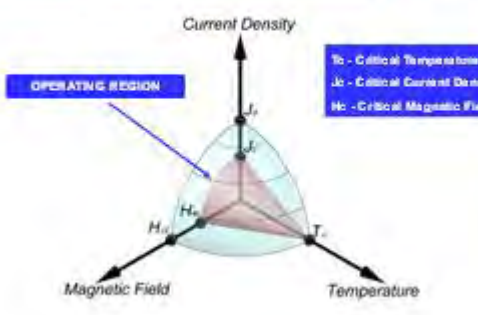
Superconductivity
 Eletronbras Cepel



Resistance vs Temperature graph showing a sharp drop at T_c .
 Permanent Magnet over Superconductor showing the Meissner Effect.

Full Electrical Resistance (DC Current)
 Diamagnetism (Meissner Effect)

SUPERCONDUCTIVITY
 Eletronbras Cepel

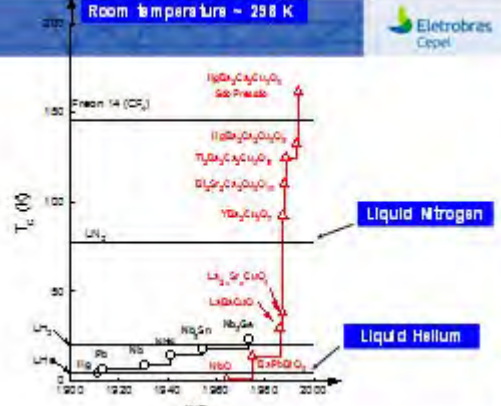


Current Density vs Magnetic Field vs Temperature.

- T_c - Critical Temperature
- J_c - Critical Current Density
- H_c - Critical Magnetic Field

OPERATING REGION

Room temperature ~ 298 K
 Eletronbras Cepel



Graph of T_c (K) vs A_{vc} showing materials like NbTi, Nb3Sn, MgB2, and various HTS materials.

Liquid Nitrogen
 Liquid Helium

High Temperature Superconductors for Electric Power Applications
 Eletronbras Cepel



J. Bock, Applied Superconductivity Conference, 2010
 Can be cooled with Liquid Nitrogen, a byproduct of manufacture of liquid oxygen used for industrial processes

High Current Densities
 Eletronbras Cepel



$J \sim 2 A/mm^2$ (Copper)
 $J > 200 A/mm^2$ @ 77 K, self field (Superconducting Tape c)

Photo: AMSC - American Superconductor <http://www.amsco.com/>

Applications

Energy	Defense	Transportation	Industrial	Medical	Scientific Research
<ul style="list-style-type: none"> FCL Cables Generators Transformers, incl. FCL Storage PHES Pinchtech 	<ul style="list-style-type: none"> Motors Cables Directed energy weapons 	<ul style="list-style-type: none"> Motors Rollers Roll supports 	<ul style="list-style-type: none"> Industrial heaters Motors Generators Magnetic separation Smelting 	<ul style="list-style-type: none"> Current leads MR MR 	<ul style="list-style-type: none"> all magnets Space exploration HL-2 High energy physics Electronics Cell based more 100000 Wires

Map: Near-Term addressable: 1-5 years
Mid-Term: 5-10 years
Longer term: 10-20 years
Trudy Lehner, CIGRE WG D1.38 Meeting, Schenectady, NY, 2012

Nb-Ti The Workhorse superconductor

- The dominant commercial superconductor
- The primary application is MRI



With Copper Magnet ~ 1 MW / unit !
 With Superconductor ~ 7 kW / unit !!

CEPEL - Superconductivity Lab



R&D of Superconducting Materials and Applications for the Electric Power Sector

MAIN ACTIVITIES:

- Simulation and Testing of Superconducting Fault Current Limiters
- Characterization of Superconductor Materials
- R&D of Superconducting Coils for Applications

Collaboration with the Laboratory of Applied Superconductivity (LASUP-UFRJ) and SUPERLAB (UFF)


CEPEL - Superconductivity



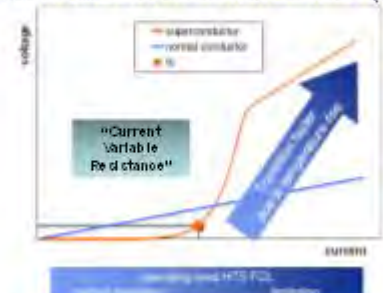


Testing Superconductor Fault Current Limiters High Current Laboratory (CEPEL Adrianopolis)

CEPEL - Superconductivity




Superconductor Fault Current Limiter (SFCL)

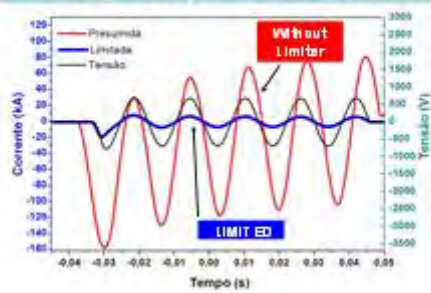


Adrian Hobb et al., International Conference on Electricity Distribution, 2011

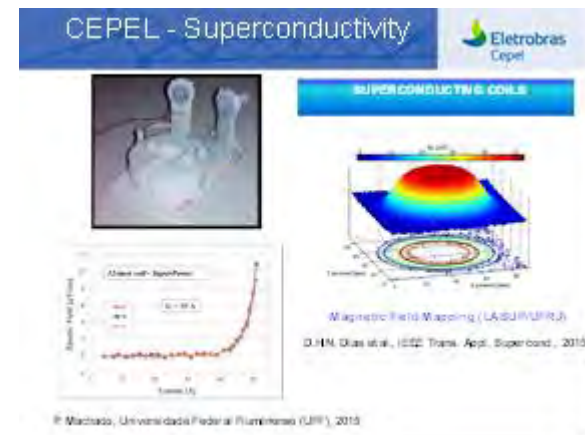
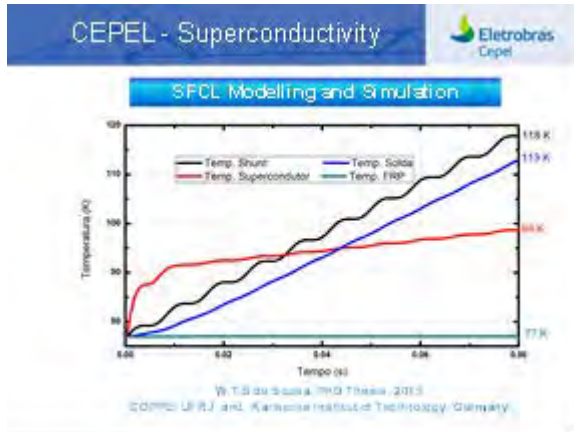
CEPEL - Superconductivity



SFCL Test rig: ~ 150 kA, limited to ~ 20 kA, (R_{res} Peak)



A. Polasek et al., XIV ERIAC, 2011





添付 5.5.1-4

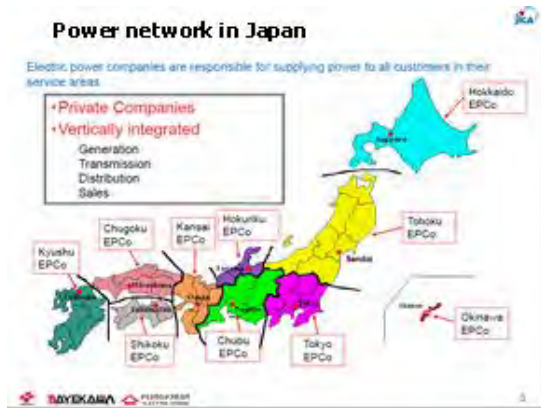
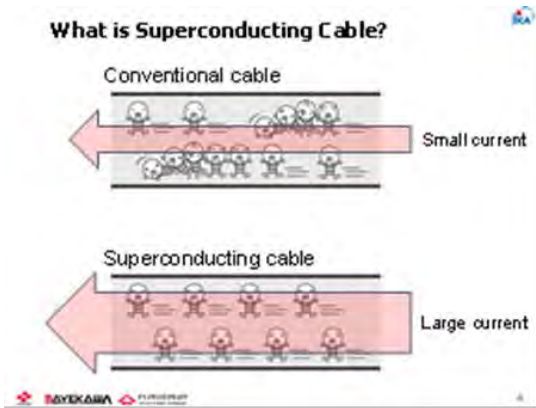


Members of JICA STUDY TEAM

Koki Watanabe	Shinya Nishimatsu	Keiichi Yamamoto	Shinichi Mukoyama
Leader	Power system	Cooling system	Superconducting cable

Project outline

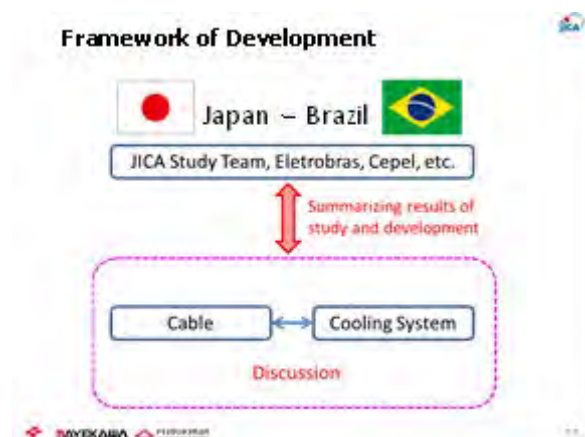
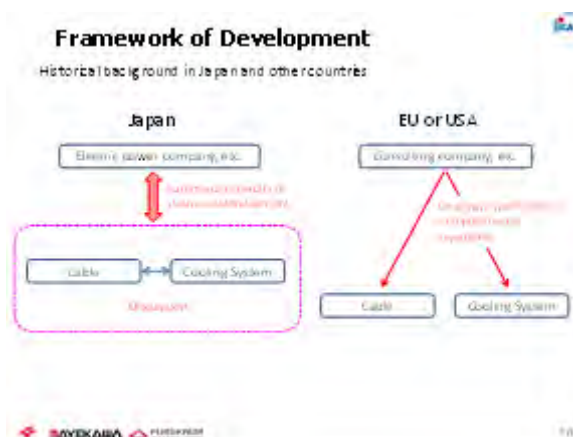
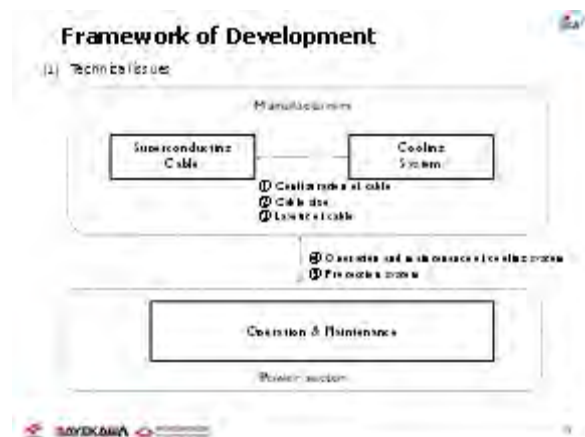
Project name	Data collecting Survey on Efficient Energy Transmission Using Superconducting Technology in Brazil
Period	February, 2015 - September 2016
Expected outcome	<ol style="list-style-type: none"> 1) Size of cable of the laboratory test cable 2) Candidates of the pilot plant 3) Roadmap for the pilot cable

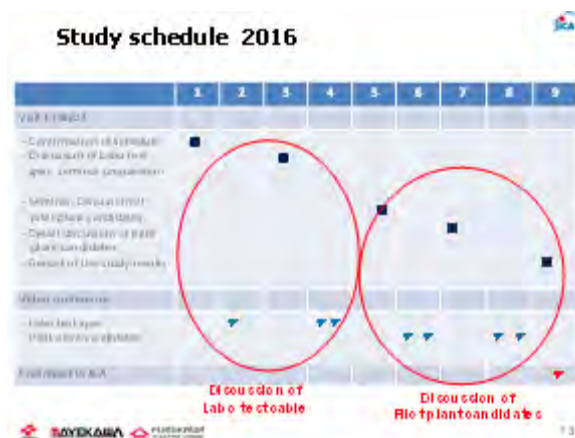




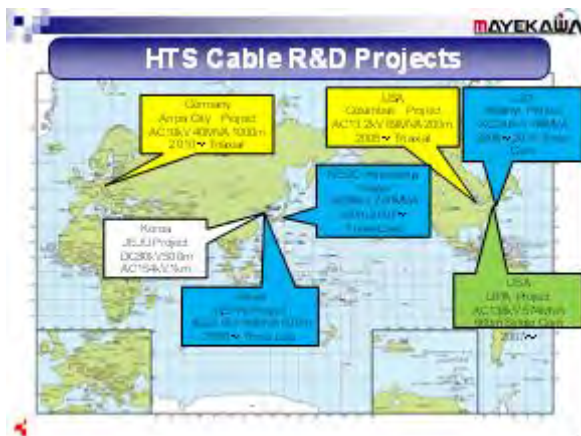
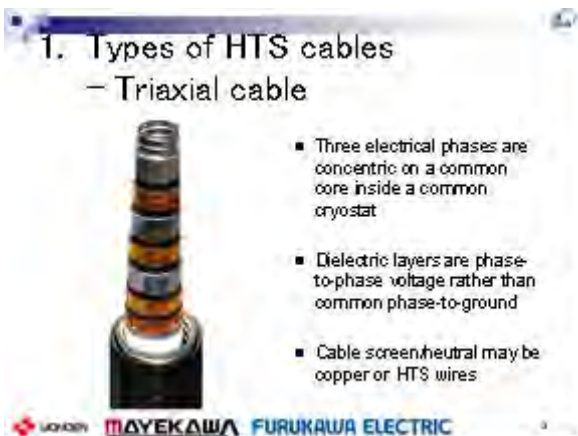
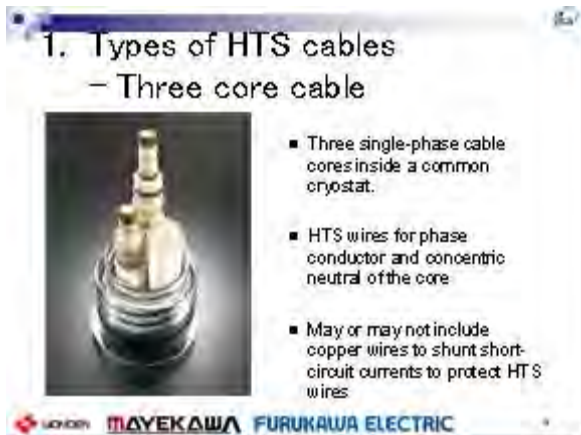
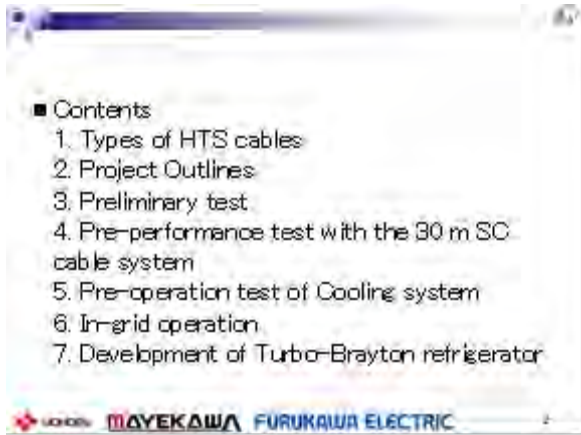
Evaluation of the candidates to be introduced superconducting cable

Candidate	A	B	C
Transmission/Distribution company			
Name of Line			
Specification			
- Voltage			
- Capacity			
- Length			
etc.			
Cost			
Construction (work period, workability)			
Environmental impact			
Benefit			
Evaluation			





添付 5.5.1-5



2. Project Outlines

Project outlines

- Asahi S/S, Yotsubashi, TEPCO's power system
- 66kV - 2 kA - 200 MVA class HTS cable with 1G RE-BSCCO wire
- Compact 3-in-One cable design for 150 mm conduit
- Approx. 200 meter cable with a joint and terminations

SC Cable Specifications

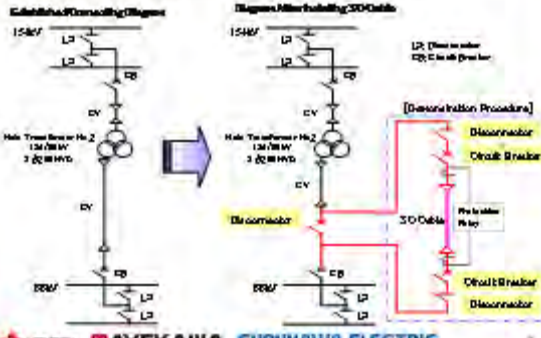
Items	Specifications
Rated capacity	230 MVA @ 66 kV (2.5 kA)
Maximum Current	2.75 kA
AC loss	1 W/m @ 66 kV, 2.5 kA
Withstand voltage	AC 90 kV for 3 hours max. 395 kV 3 repetitions
Fault Current	1. No degradation against 10 kA F.C. or 31.5 kA, 2 sec. 2. The rated capacity can be transferred immediately after F.C. of 10 kA, 2 sec.



HTS cable

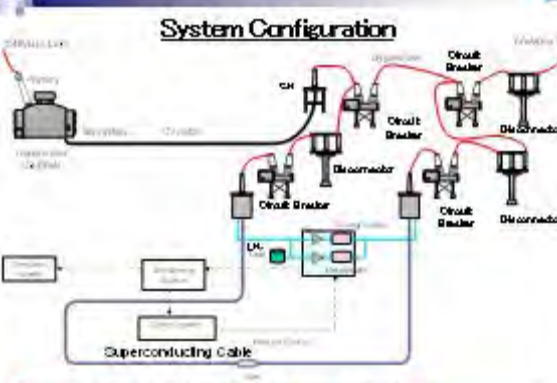
MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Connecting Diagram at Asahi S/S



MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

System Configuration



MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Layout at Asahi S/S



MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Project schedule

	FY 2011	FY 2012	FY 2013	FY 2014	FY 2015	FY 2016	FY 2017	FY 2018	FY 2019
Cable & Cooling System	Design	Manufacture	Installation	In-grid operation	Operation	Operation	Operation	Operation	Operation
Power Station Ref. design									

Laboratory Rec-30m
 Laboratory Rec-100m
 In-grid operation (October 29, 2012 - December 25, 2013)

The in-grid operation started on October 29, 2012 and finished on December 25, 2013.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

3. Preliminary Test for Components

- cable, joint and termination

- Ic measurement
- AC loss
- Short circuit test (Fault current)
- Bending test on the cable
- Mechanical characteristics

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

4. Pre-performance Test with 30m system

- Pressurized test
- Current tests
I_c measurement (conductor)
Current loading test
- Voltage tests
AC withstand voltage test
DC withstand voltage test
- Long term voltage and loading test
- Thermal cycle test between RT and LN₂ temperature
- Short-circuit current test

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

30m Superconducting Cable system

① DC core
② DC core
③ Dummy core

Layering and Assembly:
Layering and assembly of the superconducting cable
Construction verification of the Joint

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Cooling system for 30 m system

Cooling system:
Verification of operation and control performance

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Test Result

51 kV, 2 kArms (8 hours-ON, 16 hours-OFF)
Outlet temperature: 77 K, Flow rate: 40 L/min, 0.2MPaG

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

5. Pre-operation test of Cooling system

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

6. In-grid Operation at Asahi S/S

Vacuum insulation
Cable structure
3-in-One cable
LN₂
HTS cable
Temperature
Cooling system house
Cable joint

MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Cooling System of Demonstration Test

Item	Model	Capacity	Quantity
Refrigerator (Skating type)	1 kW (0.77 K)	6	1 unit
Pump (centrifugal type)	40 Liter	2	1 unit
Reservoir	1000 L	1	1 unit

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Control of Liquid Nitrogen Conditions

Temperature control Control of refrigerator unit Number (on/off control), according to temperature up/down for the target value

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Pressure control

Pressurizing 1. Pressurizing by Gas
2. Pressurizing by Heater
3. Pressurizing by External Heat

Depressurizing by Condensing

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Results of Operational State

Demonstration test in real grid has started on **October 29, 2012** and finished on **December 25, 2013**.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

7. Development of Turbo-Brayton Refrigerator

- Technical issues of Stirling refrigerator
 - Low efficiency (COP (Coefficient Of Performance) = 0.05)
 - Short maintenance interval
- Target of new refrigerator
 - Capacity is **5 ~ 20 kW (First target is 5 kW)**
 - COP is **0.1**
 - Maintenance interval is over **30,000 hours**

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

System Flow

- This refrigerator consists of **three-stage turbo compressor, a turbo expander and heat exchangers**.
- The refrigerator is divided into **Compressor Unit and Cold Box**.
- Coolant is **Neon gas**.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Benefits of superconducting power lines and the roadmap for the practical use

Shikoku Electric Power CO., Inc.
Furukawa Electric Co., Ltd.
MAYEKAWA MFG. CO., LTD.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Benefit of superconducting (HTS) cable

Advantage of HTS cable:

- Low transmission loss
- High transmission capacity
- Compact
- Low installation cost
- Easy to use
- Environment friendly material

Economic benefit:

- Operation cost is reduced
- Number of increase of cables decreases
- Installation cost decrease
- Unit length of a cable is longer
- Without phase adjustment (VAR)

Environmental benefit:

- Reduction of CO₂ emissions
- Reduction of right of way
- Highly safety issue

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Possibility of HTS cable in network

HTS cable

Overhead cable

Sub-Transformer

Distribution

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Case study of AC HTS cable

No.	Case Name	Overview	Implementation	Data Sheet (2012)		
				Length (km)	Capacity (MW)	Voltage (kV)
1	Hill Country Transmission	110kV 240km and 138kV 100km Transmission Cable Project	Replacement of overhead line	110 / 138	1000 / 1000	230
2	Sanjour Substation Feasibility	Replacement of 22-cable 500kV AC cable with 10 HTS cables	Electrical plan of existing plant is dedicated for the installation	0	200	66
3	St. Lawrence Feasibility	Replacement of 22-cable 500kV AC cable with 10 HTS cables	Electrical plan of existing plant is dedicated for the installation and voltage for the project	0	200	30
4	Alameda	138kV 100km from the transmission line to the distribution line	High capacity transmission line Compact & Flexible	0 / 200 1000	200	230

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

HTS Cable Design for High capacity transmission

Design of HTS cable:

Design	Specifications
Cable Type	Single phase cable
Rated Capacity	3000 ~ 2500 MW
Rated Voltage	220kV
Current	3 kA
Rated Current	605A, 6.2 sec
Cable diameter	Approx 250mm
Cable length	30 ~ 100 km

Over-head line → **Underground cable** & **Environmental friendly**

1-9kV

275kV AC cable 2cst **275kV HTS cable**

Single core cable

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Economic Evaluation of High capacity transmission

Initial cost

Running Cost (30 year)

Initial cost comparison:

- Overhead line (AC)
- Underground cable (AC)
- HTS cable

Running cost comparison:

- Overhead line (AC)
- Underground cable (AC)
- HTS cable

Key findings:

- HTS line replace underground cable in future
- XLPE cable is installed in tunnel, HTS cable is installed in conduit
- HTS cable and cooling system cost are target in 2020
- Electricity Price = 40\$/MWh
- Construction cable needs routine inspection and maintenance of switch control system
- Electricity loss of HTS cable is power of cooling system

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

HTS Cable Design for sub-transmission

Items	Specifications
Cable Type	Three core cable
Rated Capacity	332~330 MVA
Rated Voltage	69 kV
Current	3.8 kA
Fault Current	32 kA, 2sec.
Cable diameter	Approx. 230mm
Cable length	2~100km

Three core cable

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Economic Evaluation of sub-transmission

Initial cost

Running cost (30 year)

- Comparing 220kV conventional cable ground cable and HTS underground cable
- HTS cable and cooling system cost are target in 2020
- Electricity Price is 15 (¥/kWh)
- CRF 3 of cooling system is same in 2020

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

HTS Cable Design for distribution

Items	Specifications
Cable Type	Triaxial cable
Rated Capacity	300 MVA
Rated Voltage	30 kV
Current	2 kA
Fault Current	30 kA, 2sec.
Cable diameter	Approx. 230mm
Cable length	10 km

Triaxial cable

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Economic Evaluation of sub-transmission

Initial cost

Running cost (30 year)

- HTS cable and cooling system cost are target in 2020
- Electricity Price is 15 (¥/kWh)
- CRF 3 of cooling system is same in 2020
- HTS cable full cost HTS cable has goal

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

HTS Cable Design for Generator

Items	Specifications
Cable Type	Single phase cable × 3
Rated Capacity	450 MVA
Rated Voltage	23 kv
Current	3.2 kA
Fault Current	30 kA, 2sec.
Cable diameter	Approx. 250mm
Cable length	100m

Single phase HTS cable

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Economic Evaluation of generator lead

Initial cost

Running cost (30 year)

- Cable length is 100m
- Conventional cable cost
- Electricity Price is 15 (¥/kWh)
- CRF 3 of cooling system is same in 2020

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Many Candidates for HTS Cable?

Points for Spreading	Points for Consider
1. Large Capacity	1. Reliability Cooling system HTS in operation
2. Compact	2. Cost Significant cost of HTS wires, Cooling system
3. Low loss	3. Limited repeat length Ramping capability of LVD
4. 3MI free	Heat leakage of cooling system, cable and terminal
5. Low impedance	
6. Non flammable	
7. No heat generation	

Possible specification of application-sites for HTS cables

Route distance	Voltage	Current
<5km	<275kV, DC (low voltage)	<15kA (AC and DC)

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Technical issue of HTS cable system

(1) Reliability design of refrigerating system
The primary issue is how the vaporization of gas is caused by HTS cable failure. Meanwhile, it is important to consider the reliability design of refrigerating system itself.

(2) Refrigerating process energy evaluation
There is no different process for the design of the refrigeration between conventional technology, because the design and the material are same. While the difference of evaluation method is used and the cost of the system is different. **HTS cable system will be low cost system compared.**

(3) Thermal loss reduction for terminations
To minimize the total cost, the design of long the cable loss is necessary to reduce the thermal loss rate usually by using AC loss reduction.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Development roadmap in Japan

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
R&D	<ul style="list-style-type: none"> Cable development in AC loss reduction Investigation of electric insulation Manufacturing cost reduction Joint and terminal development 			<ul style="list-style-type: none"> HTS gas-insulated transmission Investigation of electric insulation 		
Demo		<ul style="list-style-type: none"> 2000-2010 cable in Moscow 	<ul style="list-style-type: none"> 2010-2015 cable in Moscow 			<ul style="list-style-type: none"> 2020-2025 cable in Japan

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Step of HTS cable development in BR



Field scale cable HTS cable within 10 years by collaboration of Japan

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

Thank you for your attention.

MONDEN MAYEKAWA FURUKAWA ELECTRIC

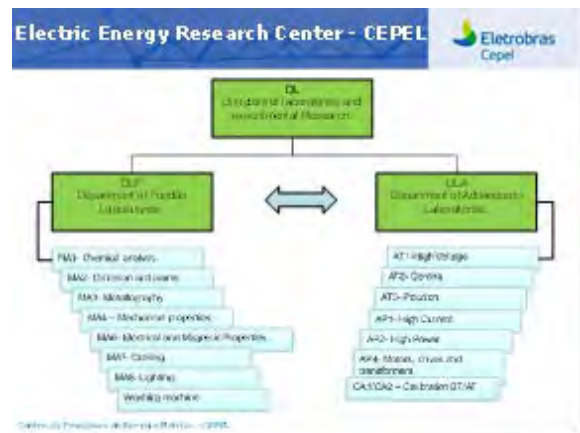
添付 5.5.1-7

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL



CEPEL
Electric Energy Research Center
Laboratory Facilities

Filárida Britton court - Barboza
Department of Administrative Laboratories.



CEPEL - Infrastructure for Experimental Research



AREAS

- HIGH VOLTAGE
- HIGH POWER
- CALIBRATION
- MATERIALS
- ENERGY EFFICIENCY
- NETWORK'S INSULATION

MAIN ACTIVITIES

- R&D PROJECTS SUPPORT
- EQUIPMENT AND MATERIALS TESTS
- SPECIAL TESTS
- DEVELOPMENT OF NEW TECHNIQUES
- ENERGY EFFICIENCY
- CERTIFICATION

CEPEL - Infrastructure for Experimental Research



Laboratories:

- High Voltage
- Corona
- Pollution
- Calibration
- High Power
- High Current
- Motors, drives and transformers

High Voltage Reference Laboratory



Calibration of HV measuring systems.

DC Voltage: 2 kV up to 2 MV

Impulse current: 100 A to 100 kA_{peak}

*AC Voltage: 10 kV_{rms} up to 900 kV_{rms}

*Voltage impulse: 100 kV to 2.5 MV_{peak}

(*) Accredited by the National Metrology Institute (INMETRO).

Reference measuring systems traceable to national and international standards.

R&D on HV and current converting devices and HV measuring techniques.

Instrument Calibration Laboratory



Calibration of Voltage, current and time measuring instruments and multimeters.

Calibration of resistors, capacitors and inductors.

Calibration of oscilloscope and signal Generator.

Reference Measuring Systems traceable to national and international standards.

Accredited by the National Metrology Institute (INMETRO).

High Voltage Laboratory 

Dielectric Tests on HV Equipment.
(Up to 765 kV_{ph} and \pm 600 kV_{ph} Systems)

R&D on Transmission Lines, Insulating Systems, HV Equipment, Testing and Measuring Techniques

Main indoor test area: 44x30x27 m
AC: 2 x 600 kV, 2 A
Voltage Impulse: 4 MV
DC: \pm 1000 kV
Relevant Measuring Systems



Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.

High Voltage Laboratory 




Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.

High Voltage Laboratory 



Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.


High Current Laboratory 

Short Circuit Tests up to 140 MVA (5 s) or 21 MVA (permanent)

Voltage:
110 V to 6000 V.

Current:
up to 230 kA (5 s) or 51 kA (permanent)

R&D on Superconductor Fault Current Limiters (SFCL)



Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.

High Current Laboratory 



Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.

High Power Laboratory 

Short-circuit tests up to 1000 MVA
(Limited by the Power System 750 MVA)
Voltages up to 60 kV (30) or 100 kV (10)

R&D on power arc modeling.

Power arcs, short circuit and current switching tests on high power equipment.



Copyright: Eletrobras Cepel - 2015.

High Power Laboratory 




Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CPPE

Motors, Drives and Transformers 




Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CPPE

Pollution Laboratory 

Salt fog, clean fog and natural pollution tests.

Test chamber 1:
16x18x20 m
600 kV_{ac} or ± 1000 kV_{dc}

Test chambers 2 and 3:
5.2x4.6x4.6 m
200 kV_{ac} or ± 200 kV_{dc}



Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CPPE

Motors, Drives and Transformers 

Dynamometers brakes for testing motor up to 570 kW (764 hp).

Sources of alternating current up to 500 kVA for motor tests.

Applied voltage tests for motors and transformers, up to 50 kV / 50 kVA.

Power source of 54 MVA for transformers tests.



Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CPPE

High Power Laboratory 



Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CPPE

THANK YOU

Email: fb@cepel.br
Tel: 21.2666.6237



Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
1	ADILSON SILVEIRA LOPES	CEPEL	<i>Adilson Silveira Lopes</i>
2	ADRIANO MENEZES	LIGHT	
3	AFONSO DE OLIVEIRA E SILVA	FURNAS	<i>Afonso de Oliveira e Silva</i>
4	ALAN DA ROCHA MATTOS	ELETROBRAS	<i>Alan da Rocha Mattos</i>
5	ALEXANDER POLASEK	PALESTRANTE	OK
6	ALINE PONTES DE OLIVEIRA DE LIMA	LIGHT S.E.S.A	<i>Aline P.O. de Lima</i>
7	ANA CAROLINA DE LÉO SILVA	UFRRJ	<i>Ana Carolina de Léo Silva</i>
8	ANA MARIA LESSA A. S. CORREIA	ELETROBRAS	<i>Ana Maria Lessa A. S. Correia</i>
9	ANDERSON TEIXEIRA DE ABREU	LIGHT SESA	<i>Anderson Teixeira de Abreu</i>
10	ANDREIA MAIA MONTEIRO	ONS	<i>Andreia Maia Monteiro</i>
11	ANTONIO CARLOS BARRETO DE ARAUJO	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A	<i>Antonio Carlos Barreto de Araujo</i>
12	ANTONIO EDUARDO BARROS DO NASCIMENTO	CEPEL	<i>Antonio Eduardo Barros do Nascimento</i>
13	ANTONIO GUILHERME GARCIA LIMA	UERJ	<i>Antonio Guilherme Garcia Lima</i>
14	ARTHUR DE CASTRO RIBEIRO	CEPEL	<i>Arthur de Castro Ribeiro</i>
15	ARTHUR JORGE DA SILVA LOPES	UFRRJ	
16	ARY VAZ PINTO JUNIOR	CEPEL	OK
17	AUREO PINHEIRO RUFFIER	RUFFIER CONSULTORIA LTDA	<i>Aureo Pinheiro Ruffier</i>
18	BRUNA BERTINO DOS SANTOS CARNEIRO	ELETROBRAS	<i>Bruna Bertino dos Santos Carneiro</i>
19	BRUNO CAMPOS BARRETO	ELETROBRAS	<i>Bruno Campos Barreto</i>
20	CARLA DAMASCENO PEIXOTO	PALESTRANTE	<i>Carla Damasceno Peixoto</i>
21	CARLOS ALEXANDRE MEIRELES DO NASCIMENTO	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	<i>Carlos Alexandre Meireles do Nascimento</i>
22	CARLOS BELMIRO CAMPINHO	ONS	<i>Carlos Belmiro Campinho</i>
23	CARLOS KLEBER DA COSTA ARRUDA	CEPEL	<i>Carlos Kleber da Costa Arruda</i>
24	CELIA REGINA S. H. LOURENÇO	CEPEL	<i>Celia Regina S. H. Lourenço</i>

Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
25	CHIAKI KOBAYASHI	PALESTRANTE	
26	CHRISTIANE HIROKO HATANO	JICA	<i>Christiane Hiroko Hatano</i>
27	CLAUDIO GUERRA	ELETROBRAS	<i>Claudio Guerra</i>
28	CLAYTON LUIZ CORDEIRO MARCELINO	ELETROBRAS	<i>Clayton Luiz Cordeiro Marcelino</i>
29	CLOVIS JOSÉ DA SILVA	CEPEL	<i>Clovis José da Silva</i>
30	CRISTIANO AUGUSTO TREIN	PALESTRANTE	<i>Cristiano Augusto Trein</i>
31	CRISTIANO SANTOS CARVALHO	CEPEL	<i>Cristiano Santos Carvalho</i>
32	DANIEL FERRER BERQUO	CEPEL	<i>Daniel Ferrer Berquo</i>
33	DANIELE BARCELLOS MENDES	UERJ	<i>Daniele Barcellos Mendes</i>
34	DIOGO CARDOSO	UERJ	<i>Diogo Cardoso</i>
35	DURVAL DA ROCHA CARVALHO	ELETROBRAS	<i>Durval da Rocha Carvalho</i>
36	EDMILSON COSTA MAIA	CEPEL	<i>Edmilson Costa Maia</i>
37	EDUARDO TORRES SERRA	ES PS CONSULTORIA	<i>Eduardo Torres Serra</i>
38	ELIZABETH DA ROSA ALVES RIZZO	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS SA	<i>Elizabeth da Rosa Alves Rizzo</i>
39	EMILYANA DA TRINDADE SANTOS	ELETROBRAS	<i>Emilyana da Trindade Santos</i>
40	FABIO AUGUSTO DA SILVA	CEPEL	<i>Fabio Augusto da Silva</i>
41	FABIO DE ALMEIDA ROCHA	EPE	<i>Fabio de Almeida Rocha</i>
42	FABIO JUNIOR NEVES	LIGHT	<i>Fabio Junior Neves</i>
43	FARITH MUSTAFA ABSI SALAS	CEPEL	<i>Farith Mustafa Absi Salas</i>
44	FELIPE DE LIMA RODRIGUES	CEPEL	<i>Felipe de Lima Rodrigues</i>
45	FELIPE NOVAES FRANCIS DICLER	CEPEL	<i>Felipe Novaes Francis Dicler</i>
46	FELIPE TEODORO DE OLIVEIRA	CEPEL	<i>Felipe Teodoro de Oliveira</i>
47	FELLIPE DA SILVA THALHOFER	LIGHT	<i>Felipe da Silva Thalhofer</i>
48	FERNANDO JORGE MONTEIRO DIAS	CEPEL	<i>Fernando Jorge Monteiro Dias</i>
49	FERNANDO RODRIGUES DA SILVA JUNIOR	CEPEL	<i>Fernando Rodrigues da Silva Junior</i>
50	FERNANDO SIMÕES CARDOZO	ELETROBRAS	<i>Fernando Simões Cardozo</i>

Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
51	FLÁVIA AREAL DE SOUZA GONÇALVES	LIGHT SESA	<i>[Handwritten signature]</i>
52	FLAVIO BITENCOURT BARBOSA	PALESTRANTE	<i>[Handwritten signature]</i>
53	FLÁVIO GOULART DOS REIS MARTINS	UFRJ	<i>[Handwritten signature]</i>
54	FRANCISCO DE ASSIS FILHO	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
55	FREDERICO TASSI DE SOUZA SILVA	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
56	HANNA BARROS VIEIRA	LIGHT SESA	<i>[Handwritten signature]</i>
57	HELBER MARTINS COSTA	ELETROBRAS	<i>[Handwritten signature]</i>
58	HELVIO JAILSON AZEVEDO MARTINS	CEPEL	
59	HENRIQUE DE OLIVEIRA HENRIQUES	UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE	
60	JEAN CARLO MORASSI	EPE	
61	JOÃO CÂNCIO COLARES DE OLIVEIRA	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
62	JOÃO CLAVIO SALARI FILHO	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
63	JOÃO GUEDES DE CAMPOS BARROS	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
64	JOÃO HENRIQUE MAGALHÃES ALMEIDA	EPE	<i>[Handwritten signature]</i>
65	JORGE ANTONIO BAPTISTA SANTOS	LIGHT S.E.S.A	
66	JORGE FERNANDO DUTRA	ELETROSUL S.A	<i>[Handwritten signature]</i>
67	JORGE GREGO	ELETROBRAS	
68	JOSE ANTONIO SIMAS BULCAO	CIGRE BRASIL	<i>[Handwritten signature]</i>
69	JOSÉ CARLOS DE SOUZA GUEDES	CEPEL	<i>[Handwritten signature]</i>
70	JOSÉ CARVALHO OUTEIRO DE OLIVEIRA TUNISI	FURUKAWA	<i>[Handwritten signature]</i>
71	JOSE FERNANDO DA SILVA GONÇALVES JUNIOR	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A	<i>[Handwritten signature]</i>
72	JOSÉ FILHO DA COSTA CASTRO	EPE	<i>[Handwritten signature]</i>
73	KEIICHI YAMAMOTO	PALESTRANTE	
74	KOKI WATANABE	PALESTRANTE	<i>[Handwritten signature]</i>
75	LAIO DANIEL COELHO	UNIVERSIDADE VEIGA DE ALMEIDA	<i>[Handwritten signature]</i>
76	LANDULFO ALVARENGA		<i>[Handwritten signature]</i>

Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
77	LAURO BARDE BEZERRA	CEPEL	<i>Lauro</i>
78	LEANDRO JOSE BARBOSA RANGEL	FURNAS CENTRAIS ELETRICAS	
79	LEANDRO MOREIRA COSTA SILVA	SENAI	
80	LEANDRO YOSHIDA TANAKA	FURUKAWA INDUSTRIAL S.A. PRODUTOS ELÉTRICOS	<i>Leandro Yoshida Tanaka</i>
81	LEONARDO PHILIPPI SENS	CEPEL	<i>Leonardo Philippi Sens</i>
82	LUCAS MARTINS THIMOTEO	UERJ	<i>Lucas Martins Thimoteo</i>
83	LUÍS MICHAEL MARTINS ROCHA	CEPEL	<i>Luís Michael Martins Rocha</i>
84	LUIS YOSHIHIRO GUENKA	ELETROBRAS	
85	LUIZ ARRUDA DE SOUZA FILHO	ELETROBRAS	
86	LUIZ CARLOS GRILLO DE BRITO	CEPEL	<i>Luiz Carlos Grillo de Brito</i>
87	LUIZ EDUARDO DIAS SANTOS	CEPEL	<i>Luiz Eduardo Dias Santos</i>
88	LUIZ FELIPE CORRÊA DE SÁ SANTOS RIBEIRO	CEPEL	<i>Luiz Felipe Corrêa de Sá Santos Ribeiro</i>
89	LUIZ FERNANDO PEREIRA BARROS	CEPEL	<i>Luiz Fernando Pereira Barros</i>
90	LUIZ FERNANDO VIEIRA DIAS	BYD	<i>Luiz Fernando Vieira Dias</i>
91	LUIZ SIGUENOBU OBARA	FURUKAWA INDUSTRIAL S.A. PRODUTOS ELÉTRICOS	<i>Luiz Siguenobu Obara</i>
92	MARCELO AZEVEDO NEVES	UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO	<i>Marcelo Azevedo Neves</i>
93	MARCELO GUIMARÃES RODRIGUES	CEPEL	<i>Marcelo Guimarães Rodrigues</i>
94	MARCELO SILVEIRA DANTAS LIZARAZU	CEPEL	<i>Marcelo Silveira Dantas Lizarazu</i>
95	MARCIO ANTONIO SENS	CEPEL	<i>Marcio Antonio Sens</i>
96	MARCO ANTONIO GALDINO	CEPEL	<i>Marco Antonio Galdino</i>
97	MARCO ANTONIO PEREIRA DO ROSÁRIO	NEO KINETIKA	<i>Marco Antonio Pereira do Rosário</i>
98	MARCOS DE SOUZA CABO	FURNAS	<i>Marcos de Souza Cabo</i>
99	MARCOS JOSÉ IZYCKI	FURNAS	<i>Marcos José Izyski</i>
100	MARCUS VINICIUS DE SOUZA	CEPEL	<i>Marcus Vinicius de Souza</i>
101	MARIANA DE ARAGÃO RIBEIRO RODRIGUES	UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO	<i>Mariana de Aragão Ribeiro Rodrigues</i>
102	MARIANA GARCIA LEAL	ELETROBRAS	<i>Mariana Garcia Leal</i>

Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
103	MATHEUS SOARES DA SILVA	UFRJ	<i>Matheus Soares da Silva</i>
104	MAURO BARBOSA TRINDADE	CEPEL	<i>Mauro</i>
105	MAXWELL CURY JR.	EPE	
106	MAYARA FERREIRA DA SILVA	ELETROBRAS	<i>Mayara Ferreira da Silva</i>
107	MILTON NONAKA (Tradutor)	DZYON S.A.	OK <i>Milton Nonaka</i>
108	NEITON PRATA DOS SANTOS	CEPEL	
109	NIOBEY JOSE FREIRE	ELETROBRAS	
110	NISHIMATSU SHINYA	SHIKOKU ELETRIC POWER CO.,INC.	<i>西松 慎也</i>
111	PAULO E D ROCHA	UERJ	<i>Paulo Eduardo Abreu</i>
112	PAULO EDUARDO ABREU	FURNAS	
113	PEDRO BARUSCO	CEPEL	
114	PETERSON PAES LEME DE SOUZA	CEPEL	
115	RENAN PINTO FERNANDES	CEPEL	<i>Renan Fernandes</i>
116	ROBERTO BRIGIDO DO NASCIMENTO	ELETROBRAS	<i>Roberto Brigido do Nascimento</i>
117	RODRIGO DIAS	CEPEL	
118	RODRIGO PEREIRA CARVALHAL	ELETROBRAS	<i>Rodrigo Pereira Carvalhal</i>
119	ROGÉRIO MAGALHÃES DE AZEVEDO	CEPEL	<i>Rogério Magalhães de Azevedo</i>
120	ROGÉRIO PARRELA DO AMORIM	ELETROSUL S.A	<i>Rogério Parrela do Amorim</i>
121	ROMERO DE ALBUQUERQUE BRAGA	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS	<i>Romero de Albuquerque Braga</i>
122	RUBENS DE ANDRADE JUNIOR	COPPE/UFRJ	<i>Rubens de Andrade Junior</i>
123	SERGIO ESCALANTE	UERJ	
124	SHINICHI MUKOYAMA	PALESTRANTE	<i>Shinichi Mukoyama</i>
125	TAKUMI MATSUMOTO	FURUKAWA	<i>Takumi Matsumoto</i>
126	THAIS ROUPE BORGES	ELETROBRAS	<i>Thais Roupe Borges</i>
127	VERÔNICA DIAS MOREIRA GALLOTTI	ELETROBRAS	<i>Verônica Dias Moreira Gallotti</i>
128	WAGNER FERREIRA LIMA	CEPEL	<i>Wagner Ferreira Lima</i>

129 YUTAKA ISODA

(Tradutor)



Seminário Tecnologia de Cabos Supercondutores para Transmissão e Distribuição 19 de maio de 2016

Nº	NOME	EMPRESA	ASSINATURA
129	WALTER MARTIN HUAMAN CUENCA	CEPEL	
130	WASCHINGTON FERNANDES ALVES	ELETROBRAS	
131	WILLIANS FELIPPE DE OLIVEIRA ROSA	CEPEL	
132	WILMES SANTOS	ELETROBRAS	

FERNANDO EDIER FRANÇA FREITAS

CHESF

GABRIEL SOUZA MOREIRA

5.5.2 展示会の概要

1) はじめに

2016年5月19日(木)のCEPELで開催された超電導ケーブルのセミナーにおいて、CEPELのロビーの一部を借りて、古河電工、前川製作所、Furukawa Industrial S.A. (FISA ブラジルクルチバ)、JICAが、超電導および電力関係の商品や技術の展示・PRを行った。セミナーへの参加者はおよそ110名であり、Eletrobras、その傘下の電力会社に加えて、民間送電会社、配電会社、CIGREメンバー、大学、MMEからも参加があった。セミナー会場からすぐ出たところに展示会会場を設置したことで、セミナー参加者のほとんどが、コーヒーブレイクや昼食時に立ち寄り、盛況な展示会となった。

2) 展示会実施の背景

ブラジルにおいては、高温超電導や超電導ケーブルはごく一部の研究者の研究対象であり、電力技術者のほとんどは身近で超電導を見たことのないとのCEPELからの示唆を受け、展示や超電導の実験を行うことで、超電導および超電導ケーブルの理解を深めることを目的とした。展示会は、超電導ケーブルのパイロットプラントや実導入で必要とされる技術の詳細紹介と、超電導線や超電導ケーブルのサンプルを見てもらうことで、日本の技術の高さを認知してもらおう機会となった。超電導と液体窒素を用いたユニークなデモンストレーション(抵抗ゼロ実験、超電導浮上実験)は、超電導に関心のない人に対して、超電導現象を身近で直接目で見ることで、超電導は難しいものという先入観を除き、興味を持ってもらうことを意図した。

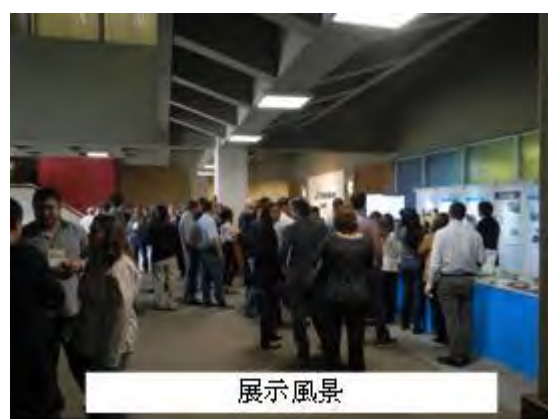
3) 展示品内容

展示内容については、表 5.42 の通り。

表 5.42 超電導セミナーの展示会の展示品目

古河電工	<ul style="list-style-type: none"> ・超電導ケーブルサンプル ・275kV XLPE ケーブルサンプル ・高温超電導線材 (REBCO 線材) ・金属系超電導線 (NbTi, Nb3Sn) ・ポスター (超電導線、ケーブル、フライホイール) ・カタログ (超電導線、超電導技術) ・デモンストレーション <ul style="list-style-type: none"> (1) 抵抗ゼロ実験 (2) 磁石の浮上実験
前川製作所	<ul style="list-style-type: none"> ・ポスター (冷凍機:Bryton NeO) ・カタログ (冷凍機:Bryton NeO)
FISA	<ul style="list-style-type: none"> ・OPGW 各種 ・ポスター (SMART GRID)
JICA	<ul style="list-style-type: none"> ・カタログ

4) 展示会風景



Brayton cycle cryocooler Brayton NeO

High-Efficiency Cryocooler

Brayton Neo is a brayton cycle cryocooler with a combination of turbo-compressor and turbo-expander, using neon as a coolant. High efficiency at low temperature is achieved.

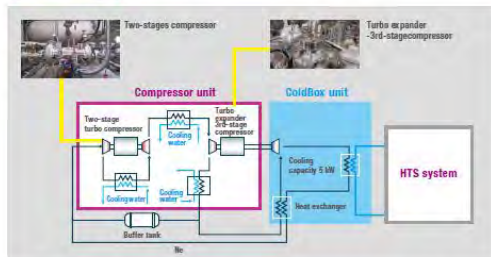
Features

1. Natural Gas
2. High efficiency
3. Low running cost
4. Exemption from high pressure gas safety law



Demonstration cryocooler

System Flow

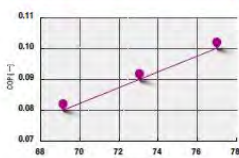


- ◆ Cooling Capacity 5kW class at 70 K
- ◆ COP: 0.1
- ◆ Maintenance interval of 30,000 hours

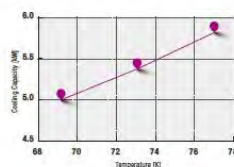
Specifications

Cooling Capacity	(kW)	5	*class at 70 degrees Kelvin
Temperature Range	(K)	65~120	
COP		0.10	*class at 77 degrees Kelvin
Outer Dimensions (WxLxH)	(mm)	1,920x3,300x1,980	*exclude Electrical Panel, Outer Case
Net Weight	(kg)	4,000	*exclude Electrical Panel, Outer Case
Supply Power	(V)	AC 380 ~ 480	
Power Consumption	(kW)	75	
Cooling Water		130L/min.	
Noise		90dB below	*machine side 1m

Results of Performance Test



The COP is 0.1 at 77 K with respect to motor input power



The Cooling Capacity is 5.0kW at 69K and 5.8kW at 77K

* By the experimental data of October 2014

Apply Image With New Concept



※The contents of this brochure are Subject to change without notice.

MAYEKAWA
MYCOM

[Head Office]: 3-14-15 Botan, Koto-ku, Tokyo 135-8482, JAPAN TEL: (81)-3-3642-8181 FAX: (81)-3-3643-7094
 [Inquiries]: Research and Development Center / TEL: (81)-297-48-1364 FAX: (81)-297-48-5170
 e-mail: takayuki-kogure@mayekawa.co.jp http://www.mayekawa.com

ポスター (冷凍機)

5) 結果

展示会には、セミナー参加者に加えて、CEPEL 研究者も立ち寄り、賑わいをみせた。展示としては、セミナーで説明した高温超電導や超電導ケーブル、および冷却システムについて資料やサンプルを用いてブラジルの電力関係者に詳細に説明した。日本の超電導ケーブル技術やその可能性・方向性をアピールすることで、ブラジルで実施するパイロットプラントや超電導ケーブルの実用化への理解を深めることができ、Eletrobras 傘下の電力会社とのパイロットプラント候補地検討の直接会話につなげることに役だった。

液体窒素と超電導材料を用いたデモは、各回ともに常にたくさんの人が集まり、抵抗ゼロや超電導のマイスナー効果（浮上）など直接見ることで、超電導に関する関心を高める効果があった。セミナーと展示会を通して、ブラジルの電力関係者に対して、日本企業や JICA のプレゼンスを高めることができた。

今回の展示会は、CEPEL の研究部門に加えて広報部門のサポートがあって成功裏に開催できたが、これより CEPEL と JICA チームとでより強い関係構築ができた。

また、Eletrobras より、参加者の好奇心を予想以上に促すことができたセミナーであり、ブースの人気も高かった。セミナー準備では CEPEL の組織力の高さをアピールできたとのコメントがあった。

5.6 今後の展開

本調査は、超電導ケーブルの実用化を目指した長期プロジェクトを提案するものであり、2017年2月に今回の基礎調査を終え、今後も段階的に以下の手順にて検討を進めていく必要がある。

第一段階：Eletrobras が関連する送電会社と共同し、超電導技術の提示を目的としたパイロットプラント（単数あるいは複数）の実施候補地を選定。並行して、CEPEL が超電導技術のラボ実験を目的とした R&D プロジェクトを 2017 年から開始する。このプロジェクトの実施にあたっては、Eletrobras の送電会社のうち少なくとも 1 社が参加し、かつ国家電力庁（ANEEL）の認定を受ける必要がある。

第二段階：第一段階で選定されたパイロットプラントの実施候補地に対し FS 調査を実施する。調査実施にあたっては、JICA による資金及び技術的な協力が必要である。そのために、JICA に将来的な資金協力要請を行う前提条件として、Eletrobras 若しくは然るべきブラジル政府機関が、ブラジル予算企画省が管理する外国資金支援審議会（COFIEX）に対し審査を申請する必要がある。この審査を通過すれば、ブラジル政府から日本国政府への資金協力要請が暫定的に承認を受けたことになる。しかしながら、この暫定的な承認は資金協力の実施を担保するものではなく、資金協力の可否は、FS 調査及び R&D プロジェクトの結果に基づいて決定される。

第三段階：FS 調査及び Laboratory test（ANEEL R&D プロジェクト）の結果が承認されれば、最適地として選定された実施候補地でのパイロットプラント実施が認可を受ける。パイロットプラントの実施に際して、Eletrobras は、自身若しくは然るべきブラジル政府機関を通じて、前項記載の暫定的に承認を受けた JICA による資金協力の必要性を再通知する必要がある。日本国政府及び JICA は、この要請に基づき、資金協力の実施可否を決定する。

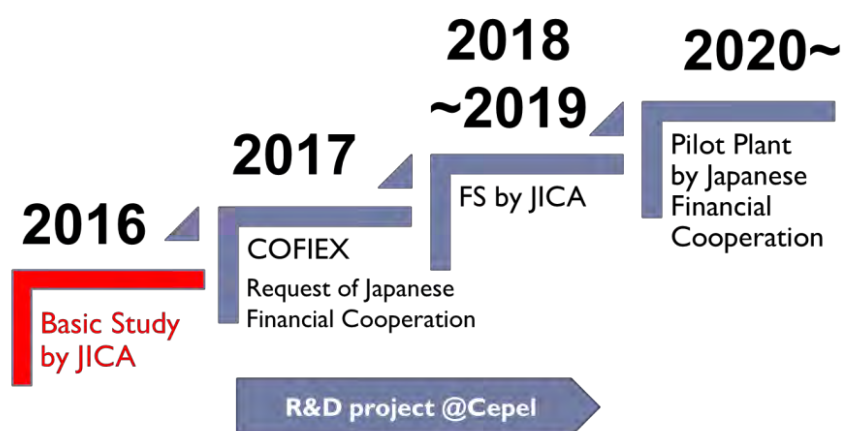


図 5.38 図式化した今後の展開

（出典：調査団作成）

