

# 附 録

附録 1.	WASPを用いた最適電源開発検証.....	2
附録 2.	変電所別の需要想定方法について.....	12
附録 3.	ザンビア系統の動的安定度について.....	13
	GIS Database Manual.....	16
附図 3-1	Mambilima-Mumbotuta故障時の動的安定度（シナリオ1）.....	14
附図 3-2	Kitwe- Kitwe Coal P/S故障時の動的安定度（シナリオ2）.....	15
附表 1-1	検討水力発電所諸元.....	3
附表 1-2	検討石炭火力発電所諸元.....	4
附表 1-3	瞬動予備力.....	7
附表 1-4	WASPに使用する水文情報.....	9
附表 1-5	石炭火力発電のCatical Cost例.....	10
附表 1-6	電源開発シナリオに関する検証.....	11
附表 3-1	動的安定度 解析条件.....	13
附表 3-2	動的安定度解析結果.....	14

## 附録1. WASPを用いた最適電源開発検証

第6章にて策定した電源開発計画について、WASPという電源開発計画シミュレーションツールを用いて今回の計画を補助するアプローチを採用する。

WASP<sup>1</sup>とは、IAEAによって開発管理、かつ世界中に頒布されている非営利の最適電源開発計画策定シミュレーションツールであり、世界中の研究、金融、政府等の諸機関、公共事業開発者らによって、広く利用されている。

本項では、確度の高い電源開発計画である水力発電開発と及び電源開発シナリオについて、WASPを用いて想定需要と前述した電源開発（電力供給）との整合性を確認した。

### (1) WASPへの条件設定

WASPを用いて検討する電源計画は、前述の「一次エネルギーベース自給シナリオ」（1-1シナリオ）、「電力ベース自給シナリオ」（1-2シナリオ）である。

両シナリオに適用する開発候補電源（発電所）は、表 6.31 に示されるザンビア国における既存の水力発電設備及び計画されている水力発電設備、及び Maamba 石炭火力発電所（100MW×2）、輸入炭を発電燃料とした石炭発電所とした。各発電所に関する設定条件は、以下の通りである。

---

<sup>1</sup> WASP は、1997 年、世界銀行がスポンサーであった” Zambia : Long-Term Generation Expansion Study” において使用されており、その当時 ZESCO に WASP ソフトウェアの提供と当ソフトウェア配布元である Argonne National Laboratory による本ソフトウェアの使用方法に関する教育がなされている。

附表 1-1 検討水力発電所諸元

Plant Name	Hydro Condition—Normal [GWh]				Hydro Condition—Wet [GWh]				Hydro Condition—Dry [GWh]			
	1Q.	2Q.	3Q.	4Q.	1Q.	2Q.	3Q.	4Q.	1Q.	2Q.	3Q.	4Q.
ting hydros	2352.4	2548.4	2450.4	2450.4	2728.8	2956.2	2842.5	2842.5	1976.0	2140.7	2058.4	2058.4
Kariba North Expansion	91.2	98.8	95.0	95.0	105.8	114.6	110.2	110.2	76.6	83.0	79.8	79.8
Itezhi Tezhi	189.4	134.4	134.4	152.8	219.7	155.9	155.9	177.2	159.1	112.9	112.9	128.3
Kafue Gorge Lower	576.0	624.0	600.0	600.0	668.2	723.8	696.0	696.0	483.8	524.2	504.0	504.0
Lusiwasi Expansion	58.1	58.1	38.1	46.1	67.4	67.4	44.2	53.5	48.8	48.8	32.0	38.7
Batoka Gorge	1049.4	1136.8	1093.1	1093.1	1217.3	1318.7	1268.0	1268.0	881.5	954.9	918.2	918.2
Devil's Gorge	672.5	728.5	700.5	700.5	780.1	845.1	812.6	812.6	564.9	612.0	588.4	588.4
Mpata Gorge	908.4	984.1	946.3	946.3	1053.7	1141.6	1097.7	1097.7	763.1	826.6	794.9	794.9
Mumbotua Fall, CiteCX	420.2	420.2	275.3	333.3	487.4	487.4	319.4	386.6	353.0	353.0	231.3	279.9
Mambilia Fall site2	290.9	290.9	190.6	230.7	337.4	337.4	221.1	267.6	244.3	244.3	160.1	193.8
Mambilia Fall site1	176.6	176.6	115.7	140.1	204.9	204.9	134.2	162.5	148.4	148.4	97.2	117.7
Kabompo Gorge	42.2	45.8	44.0	44.0	49.0	53.1	51.0	51.0	35.5	38.4	37.0	37.0
Kalungwishi Kabwleume Falls	94.0	94.0	61.6	74.5	109.0	109.0	71.4	86.4	78.9	78.9	51.7	62.6
Kalungwishi Kundabwika Falls	154.6	154.6	101.3	122.6	179.3	179.3	117.5	142.2	129.8	129.8	85.1	103.0
Mutinondo	54.5	54.5	35.7	43.2	63.2	63.2	41.4	50.2	45.8	45.8	30.0	36.3
Luchenene	40.3	40.3	26.4	32.0	46.8	46.8	30.6	37.1	33.9	33.9	22.2	26.9
Lunsemfwa	124.7	115.5	106.3	115.5	144.7	134.0	123.3	134.0	104.8	97.0	89.3	97.0
Mkshi	60.2	55.8	51.3	55.8	69.8	64.7	59.5	64.7	50.6	46.8	43.1	46.8

Note : Q. stand for quarter(s) in FY and represents 1Q.:Apr.-Jun., 2Q.:Jly.-Sep., 3Q.:Oct.-Dec., 4Q.:Jan.-Mar. respectively.

附表 1-2 検討石炭火力発電所諸元

Coal fired thermal power plant	Fuel Type	Installed Capacity [MW]	Unit size [MW]	Fuel cost [UScent/10 <sup>6</sup> kcal]	Overnight cost [USD/kW]
Maamba Coal fired	Domestic coal (Maamba)	200	100	250	2222
Generic coal fired	Import coal	300	150	1130	2222

本諸元に記載された各情報の算定根拠を以下に示す。

#### <新規候補電源の選定>

新規候補電源として、石炭火力発電、ガス火力発電があげられる。いずれも資本費が安く、建設期間が短いため、燃料が調達可能か否かによって、ザンビア国においても、採用候補となりうる。

一般に、ガス火力発電（Gas Turbine:GT）、特に新鋭複合サイクルガスタービン（Combined-Cycle Gas Turbine:CCGT）は、環境上の優位性を持っており、単位発電電力量当たりの燃料消費が27%少なく、二酸化炭素の排出も58%、酸化窒素の排出が80%程度少ないといった特徴を持つ。このような背景から英国（イングランド、ウェールズ）では、電気事業の民営化以降、新規事業者がCCGTを用いて参入してきた歴史がある。ザンビア国では前述の通り、不運にも自国内において天然ガス資源の報告はなされておらず、近隣国においては、タンザニア、アンゴラにおいて、ガス資源に関する報告があるものの、輸入の可能性に関しては、全く不透明である。さらに、内陸国であるザンビア国がガス資源を輸入する手段はガスパイプラインであり、この貯蔵施設を含めたインフラストラクチャも新たに建設する必要があり、実現の可能性は極めて低い。よって、本検討では、ガス火力発電所を新規電源候補とすることは除外した。

石炭火力発電は、国内炭（Maamba）を燃料とした山元火力発電の構想が上がっていることから、本火力発電が開発、運用により、ザンビア国に石炭火力発電の知見が深まることが容易に想像できる。また、石炭の輸入候補地として、近隣国において石炭採掘開発に関する事業が旺盛であり、幾つかのサイトにおいてザンビア国への輸出<sup>2</sup>について興味を持っていることを確認できた。よって、輸入石炭を燃料とした石炭火力発電を新規電源候補とすることとした。

#### <石炭火力発電における単機容量の設定>

現在のザンビア国における発電機で最大単機発電容量は、Kariba North Bank 発電所の180MWであり、開発計画中の発電所では、Batoka Gorge 発電所等 Zambezi 川流域の貯水池式発電所群で、200MWである。通常、発電機の単機容量決定には系統容量を考慮する必要があり、系統容量に対して大きい単機容量の発電機を系統に投入すると、当該ユニットが故障等で系統から脱落した際、周波数変動等の系統動揺を引き起こす恐れがある。一般的

<sup>2</sup> 調査団が調べた限りでは、モザンビーク国において採掘権を得た Benga Concessionにおける Riversdale Mining、ボツワナ国の Morupule Colliery (Pty) Ltd.が石炭輸出について情報を提供してくれている。

には、ピーク需要に対して3～5%が妥当と考えられており、2008-09年度では、ピーク需要1600MWに対して、最大単機発電容量が180MWであるため、割合として11%と比較的大きい。しかし、今後の需要増加を勘案すれば、妥当な値の範囲であり、石炭火力発電の単機容量としてもこれらの値を採用するのが望ましい。

よって、Maambaに建設される石炭火力発電は、前述の石炭開発能力から100MW×2とし、輸入炭による石炭火力発電は、Kariba North Bank発電所単機容量の90%程度<sup>3</sup>の容量として150MWとした。

#### <供給予備力(Generation Reserve Margin, Reserve Capability)>

計画外停止、渇水、電力需要の想定以上の変動等、予測しえない事態が発生しても、安定した供給が行えるようあらかじめ想定した電力需要よりも多く供給力、つまり発電設備を保有しておく必要がある。ザンビア国におけるGrid Codeでは、この長期的な予備力、Reserve Marginの定義は、SAPP Operation Guidelineによると記載されており、SAPP Guidelineでは長期的なReserve Marginについて具体的な数値記載はない。ただし、今までのSAPPのレポート、ドキュメントを確認すると、Reserve Marginとして8%を確保するという記載から10%確保<sup>4</sup>する目標とするという記載に変わってきている。

ここでいうReserve Marginとは通常以下の式で与えられる。

$$\text{Reserve Margin} = \frac{\text{Total Generation Capacity} - (\text{Expected})\text{Peak Demand}}{(\text{Expected})\text{Peak Demand}} \times 100 \quad [\%]$$

ここで注意すべきは、上記系統における供給力(Total Generation Capacity)は、計画補修等実際には供給力に寄与しない部分を明確に控除していない点である。

仮に上記Total Generation Capacityが実際に供給力として寄与しない部分を含んだ値であるとすれば、非常に危機的な目標値である。

我々が考えるTotal Generation Capacityとは、以下のような積算に基づく。

#### -水力発電における Generation Capacity-

水力発電所におけるGeneration Capacityの算定は、発電方式により多少定義が異なる。

##### (1) 流れ込み式発電所

河川流量を調整せずそのまま発電する発電所では、発生電力は1日のうちでも漸時変動し一定でないため、日平均流量をもって行い、各月最低5日の平均日出力を一定期間(10ヶ年程度以上が妥当)について平均したものを発生電力の評価値<sup>5</sup>とする。

##### (2) 調整池式発電所

調整池式発電所は、電力需要に応じ、日調整又は週間調整を行いながら運転される。そのため、調整運転後の尖頭出力が対象となり、各月の最低半旬の尖頭出力の平均値を流れ込み式発電所同様の期間(10ヶ年程度以上が妥当)について平均した年間平均

<sup>3</sup> 現在のKariba North Bank発電所は、実質的にはガバナフリー運転であり、故障発生時には、5～10%程度の出力変化を許容できる。よって、裕度を持たせ、-10%とした。

<sup>4</sup> この値についても正確には長期的な供給予備力という意味ではなく、日々の運用を賄うにあたっての短期的な運用予備力(Operating reserve)という意味が強いと思われる。

<sup>5</sup> この時の各月の最低5日平均日出力をL5(Least 5days)出力という。

値が発生電力の評価値となる。

### (3) 貯水池式発電所

貯水池発電所では、豊水期、渇水期等の年間の調整を行うと共に、日調整運転も行う。

したがって、当然対象は尖頭出力となり、調整池敷き発電所と同様の値が発生電力の評価値となる。

上記(1)～(3)を求め、下式のように想定故障発生率(0.5%～2.5%)<sup>6</sup>を差し引いた値を水力発電におけるGeneration Capacityとして採用する。

#### -火力発電における Generation Capacity-

火力発電所における Generation Capacity の算定は、水力発電の算定方法よりも簡単で、平均設備可能出力から計画停止分出力を差し引いた値に想定故障発生率(2～10%)を除いた値を採用する。

#### -国際融通における Generation Capacity-

ザンビア国において、Genariotn Capacity を考える際、国際連系による電力輸入による容量の増加も加算させることも可能である。しかし、今後の取引は不透明であるため、今回、本要素は加算しないこととした。つまり、あくまで、自国内の発電設備によって、需要を賄うことを第一優先とした。

#### Cf:SAPP 系統としての供給予備力

通常 Reserve Margin を検討する場合、自国需要を自国内発電設備によって電力供給することを前提に計算を行う。しかし、ザンビア国側には SAPP 系統全体を一つの系統と見立て、全体として Reserve Margin に尤度があればいいのではないかと考えられる有識者もおられるかもしれない。確かに SAPP の基本理念に Pool 系統全体で供給力を維持し、効率的な設備投資を推進することがうたわれている。しかし、現状の SAPP レポートを確認すると、Pool 系統全体における急激な需要増加に新規電源投入が追い付いておらず、適正な Reserve Margin を確保するに至っていない。また、仮に Pool 系統において Reserve Margin を確保できたとしても、Pool 系統は現状発展段階にあるため、自国の Reserve Margin として当てにする段階にはまだ達していない。この思想は、Pool 系統が成熟した後の思想として検討することが適当であるため、今回は検討から除外した。

以上の判断に基づき、求めた Reserve Margin は、概ね 20%～40%程度必要となる。

#### <運用予備力 (Operating reserve) >

前述の供給予備力は、長期的に系統を運用していくにあたって保持すべき発電余力であるのに対し、運用予備力とは、日々の系統運用において、当日の需要変動、電源脱落等の系統故障発生時に備えて備えるべき予備的供給力を指す。SAPP Operating Guideline では、この定義を以下のように示している。

---

<sup>6</sup> 推定故障発生率は過去の実績から求めるべき値だが、存在しない場合は、近隣国もしくは、設備維持管理レベルが同等な他の組織の情報から類推すべき値である。今回は日本の推定故障発生率を下限値として採用し、裕度として5倍までの率を見込んだ。

「各 SAPP メンバーは、連系系統における稼働中発電機のうち最大単機容量の脱落を考慮し当該容量の 150%以上を Operating reserve として分担維持しなければならない。加えて、当該 Operating reserve は電源脱落后 10 分以内に系統に寄与させ、国際連系融通をスケジュール通りに運用させなくてはならない。

Operating reserve は、瞬動予備力 (Spinning reserve) と運転予備力 (Quick reserve) にて構成させ、少なくとも Operating reserve の 50%は、自動的に周波数変動を弛緩させるよう Spinning reserve にて構成する。Spinning reserve にて補完されなかった負荷については、10 分以内に系統連系させる Quick reserve にて電力供給させる」

$$\text{SORR} = \text{PORR} \times \frac{(2D_s/D_t + U_s/U_t)}{3}$$

3

SORR = 最低 Operating Reserve 量  
(Minimum System Operating Reserve Requirement)

PORR = 電力プール内 Operating Reserve 必要量  
(Total Pool Operating Reserve Requirement)

$D_s$  = 個々の系統における同一年次のピーク需要

$D_t$  =  $\sum D_s$

$U_s$  = 個々の系統における最大単機容量

$U_t$  =  $\sum U_s$

次表に掲げるように、瞬動予備力を個々の系統において分担して保持することとする。

附表 1-3 瞬動予備力

	Largest Generator	Maximum Demand	Operating Reserve	Spinning Reserve	Quick Reserve
ESKOM	920	27972	1091,6	545,8	545,8
ZESA	220	1767	119,0	59,8	59,5
ZESCO	150	1030	76,1	38,0	38,0
BPC	33	215	16,4	8,2	8,2
EdM	24	169	12,3	6,1	6,1
NAMPOWER	80	321	34,0	17,0	17,0
SNEL	62	400	30,7	15,3	15,3
LEC		0			
SEB		0			
TANESCO		0			
ENE		0			
TOTAL	1489	31874	1380	690	690

尚、上式は、保持すべき最低の予備力であるという注記が付いている。

この考え方は、SAPP 内において突出した発電機単機容量、ピーク需要を持つ南アフリカ

国の供給予備力を他の各国が分担して担保するように形成されている。SAPP を一つの系統として供給予備力を保有するというこの定義は SAPP の理念に掲げられているとおりで正しいのだが、ザンビア国独自の供給予備力を考えた場合、若干問題がある。上記の事例で、ザンビア国の現状の最大単機発電容量 180MW が脱落した場合は、自国内予備力だけでは不足、他国から瞬時に電力供給してもらう必要がある。本来であれば、故障発生時即時に電力供給できる瞬動予備力として系統容量の3~5%、故障発生後10分以内に電力供給できる最大単機発電容量程度の運転予備力を持つ必要がある。つまり、現在において100MW以上、2030-31年度において250MW以上の瞬動予備力を、運転予備力として200MWを保持するというのが目標となる。

#### <可能発電電力量(Available energy)>

既存及び開発候補の各発電所が供給できる可能発電電力量を以下のように見積もった。

既存水力発電所の可能発電電力量は、発電電力量の実績値が整理されている1977-78年度からリハビリテーションプロジェクト実施前の2004-05年度までを用いて各年度の可能発電電力量を算出した。

開発候補発電所の可能発電電力量に関しては、以下のように設定した。

Itezhi Tezhi プロジェクトは既往のフィージビリティ調査にて月毎の発電電力量の推定が行われていたため、この値を引用した。

また、Lunsemfa と Mkushi は、既設の Mulungushi と近接しているため、Mulungushi の発電電力量の実績値を参考に算出した。

これ以外の新規プロジェクトのうち、流れ込み式発電所は、発電電力量の見積もりが難しく、既設の流れ込み式発電所である Victoria Falls 水力発電所と小水力発電所の実績発電電力量を基に算出した。また、貯水池式発電所に関しても、既設発電所の実績発電電力量を参考に算出した。

#### <豊水、渇水の発生確率と可能発電電力量増減率>

前記の可能発電電力量は将来において一様ではなく、豊水時の増電、渇水時の減電が発生しうる。これを WASP で模擬するために豊水、渇水の発生確率とその際の可能発電電力量の増減率を設定する。

豊水、渇水の発生確率は、既設発電所の年間発電電力量の実績を基に算出した。具体的には、1977-78年度からリハビリテーションプロジェクトが実施される2004-05年度までの発電電力量の実績から、年間発電電力量の大きい上位20%を豊水、下位20%を渇水、それ以外(60%)を平水とした。また、豊水時は、発電電力量の実績と比べ+16%、渇水時は-16%と設定した。



附表 1-4 WASP に使用する水文情報

Hydrological Condition	Probability [%]	Inc./Dec. rate against Normal[%]
Dry	20	+16
Normal	60	—
Wet	20	-16

<稼働率>

流れ込み式発電所は年間 365 日 24 時間運転、ダム式発電所は 80 日／四半期 24 時間運転と仮定した。これは、ダム式発電所では最長の場合、定期点検に伴う発電機停止が年間 2 週間程度、故障や予防保全による発電機停止が四半期に 1 週間程度あると仮定したためである。これに対し、流れ込み式発電所は、発電容量が貯水池式発電所に比べると小さく、貯水池式発電所に比べ、シミュレーションに与える影響が無視できるほど小さいため詳細な設定は割愛した。

<一日における運転時間>

Kariba North Bank Extension、Kafue Gorge Lower は、ピーク電力に対応する発電所であるため、運転時間はそれぞれ 5 時間／日、12 時間／日と仮定した。

これ以外の発電所は、一日における運転時間は基本的に 24 時間連続運転とした。

<開発火力発電仕様>

Maamba 石炭火力発電所をはじめ、シナリオ 1-2 において使用する火力発電ユニットの Capital Cost を想定する。

世界銀行案件レポート<sup>7</sup>では、Overnight Capital Costとして、ESKOMの石炭火力発電所に関するFSレポートより、2222USD/kWを採用している。このレートは、比較的高い仕様の設備であると思われる。参考に北米におけるCapital Costの例<sup>8</sup>を挙げるが、本例の値は、世界的に見て標準的な価格である。

<sup>7</sup> SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study Draft Final Report(Interim),2008

<sup>8</sup> Coal-fired Power Plant Planning Assumptions, Northwest Power & Conservation Council, 2006

附表 1-5 石炭火力発電の Capital Cost 例

Type	Direct-fired Subcritical-1	Direct-fired Subcritical-2	IGCC(w/o CO2 Partitioning)-1	IGCC(w/o CO2 Partitioning)-2
	400MW subcritical pulverized coal-fired, evaporative cooling. Low-NOx burners, flue gas desulfurization, fabric filter w/ activated charcoal injection	400MW subcritical pulverized coal-fired, evaporative cooling. Low-NOx burners, flue gas desulfurization, fabric filter w/ activated charcoal injection	425MW integrated gasification combined-cycle; sulfur stripping unit, activated carbon Hg removal, H-class gas turbine generator	425MW integrated gasification combined-cycle; sulfur stripping unit, activated carbon Hg removal, shift reactor & CO2 stripping unit, F-class gas turbine generator
Net Output	400MW	400MW	425MW	401
Availability (%)	84	84	83	83
Heat rate (Btu/kWh)	9426	9070	7813	9170
Capital Cost (USD/kW)	1435	1457	1617	2079

(Source) Coal-fired Power Plant Planning Assumptions, Northwest Power & Conservation Council, 2006

しかし、現状 Maamba 石炭火力をはじめ、石炭火力発電の詳細仕様は決定されていないため、本値 2222USD/kW を採用した。

(2) 結果

これらにより検証した最適電源開発シナリオを下表に示す。

附表 1-6 電源開発シナリオに関する検証

FY-year	Senario-1-1	Senario-1-2
2010		
2011		
2012		
2013	Kariba North Ext., Itezhi Tezhi	
2014	Lusiwasi Ext., Maamba coal	
2015	Mutinondo, Luchenene	
2016	Kabweluma Falls Kumdabwika Falls Lunsemfwa Mkushi	Kabweluma Falls Kumdabwika Falls Generic Coal 1
2017	Kafue Gorge Lower	Kafue Gorge Lower
2018	Kapombo Gorge	Lunsemfwa Generic Coal 2
2019	Devil's Gorge	
2020		Mkushi Kapombo Gorge
2021	Mumbotuta Falls	Generic Coal 3
2022		
2023	Mpata Gorge	
2024		Devil's Gorge
2025	Mambilima Falls site2	
2026		Mumbotuta Falls
2027	Batoka Gorge	
2028		
2029	Mambilima Falls site1	Mpata Gorge
2030		
Total Objective function	397047	395472

上表からも分かるように WASP において、費用最小を目的とする目的関数値がシナリオ 1-1、シナリオ 1-2 とほぼ同値である。

このようにどちらのシナリオにおいても、2030 年度までの投資費用としては同等であり、いずれのシナリオを採用しても良いことが分かる。

## 附録2. 変電所別の需要想定方法について

本調査にて策定した変電所別の需要想定値は、第 4 章で求めたザンビア系統のピークロードの値を基に想定している。ただし、Copperbelt 地域のように、ザンビア全体とは需要動向が異なる地域が存在するため、単に全体の Peak Load の値を案分するのではなく、以下の方法に従って変電所別の需要想定を行った。

### (a)Copperbelt 地域以外の負荷

各変電所における現在の Peak Load :  $L_1$

各変電所における将来の Peak Load :  $X$

ザンビア系統全体における現在の Peak Load :  $L_{total}$

ザンビア系統全体における将来の Peak Load :  $LF_{total}$

としたとき、各変電所における将来の Peak Load  $X$  は以下の様に算出した。

$$X = L_1 (LF_{total} / L_{total})$$

### (b)Copperbelt 地域の負荷

この地域においては、表 5.3 および表 5.4 に示されているように、今後 10 年間における Mining の需要変動を地点別に想定している。このため、これらの変動と、それ以外の需要の合計をこの地域の変電所の想定需要としている。

具体的には

各変電所における現在の Peak Load :  $L_1$

各変電所における将来の Peak Load :  $X$

ザンビア系統全体における現在の Peak Load :  $L_{total}$

ザンビア系統全体における将来の Peak Load :  $LF_{total}$

各変電所の現在における Mining 負荷 :  $L_2$

各変電所の将来における Mining 負荷 :  $LF_2$

現在の Copperbelt 地域における Mining 以外の Peak Load の合計 :  $L_3$

将来の Copperbelt 地域における Mining 以外の Peak Load の合計 :  $LF_3$

現在の Copperbelt 地域以外における Peak Load の合計 :  $L_4$

将来の Copperbelt 地域以外における Peak Load の合計 :  $LF_4$

とおいた場合、

$$L_3 = L_{total} - L_4 - \sum L_2, \quad LF_3 = LF_{total} - LF_4 - \sum LF_2$$

$$X = L_1 (LF_3 / L_3) + LF_2$$

として求めた。

### 附録3. ザンビア系統の動的安定度について

ザンビアの系統は水力電源が主体であり、電源立地点が Zambezi 川流域および Kafue 川流域と、ザンビア南部に集中しているため、安定度問題が発生しにくい系統である。このため、本来ならザンビア系統の動的安定度解析の必要性は低く、SAPP との連系のみ留意すれば良い。また、SAPP 系統との連系時における安定度については、南アフリカの電力開発状況に大きく依存するため、本調査ではなく SAPP 全体の計画の中で考慮すべき問題である。

しかし、将来の電力開発計画においては Luapula 川の水力電源開発や Kitwe の石炭火力電源開発が必要となり、ザンビア系統においても動的安定度が悪化する可能性がある。このため、ここでは安定度上最も厳しいと考えられる 2030 年系統において動的安定度の解析を行い、策定した電力開発計画の妥当性を検証した。

附表 3-1 動的安定度 解析条件 附表 3-1 に、動的安定度を解析した条件を示す。なお、Kalungwishi 発電所は本系統と 330kV 送電線 1 回線にて連系しているが、それ以外に 66kV 送電線による連系がある。しかし、66kV 系統は距離が非常に長く、Kalungwishi – Kasama 間の 330kV 送電線 Trip 時に 66kV 系統で Kalungwishi 発電所と本系統の間の連系を保つことはできない。このため、この送電線が Trip したときは、この地域を本系統から分離することを条件として加えた。

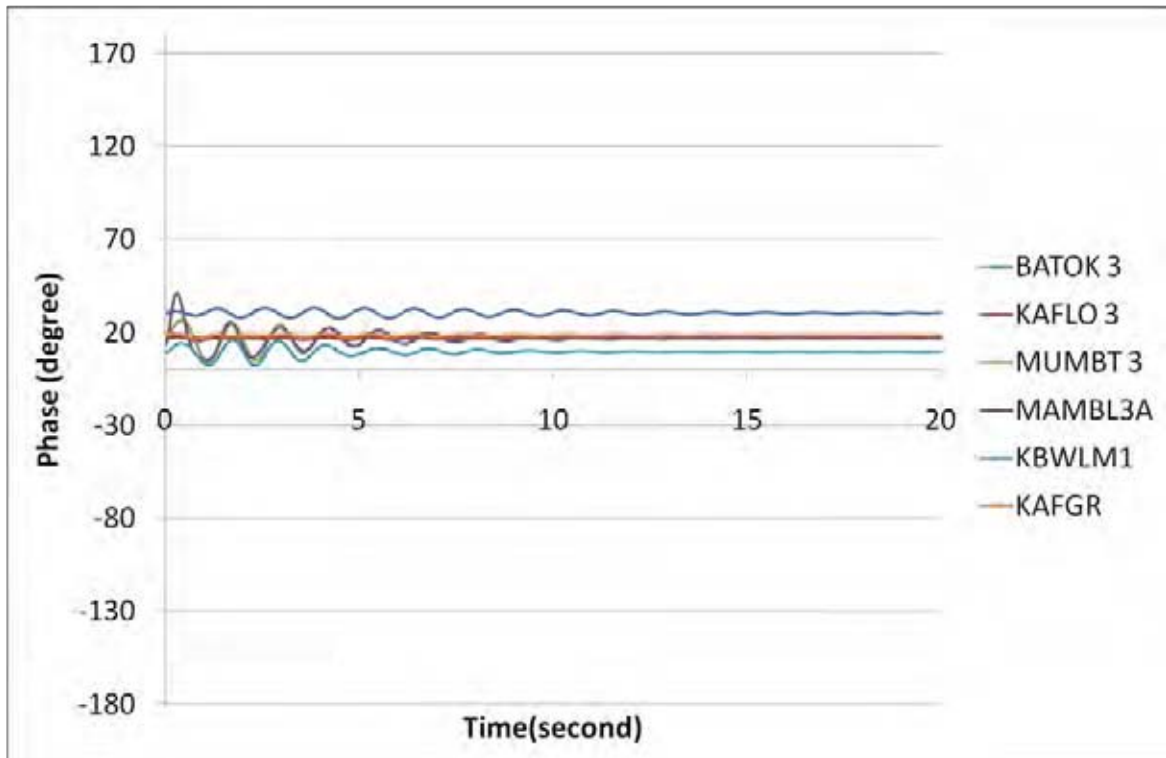
附表 3-1 動的安定度 解析条件

Time of Clear fault	120ms
Fault mode	3-phase fault (0 ohm)
Auto Re-closing	Not used
System Separation	240ms after the fault of 330kV Transmission Line from Kalungwishi

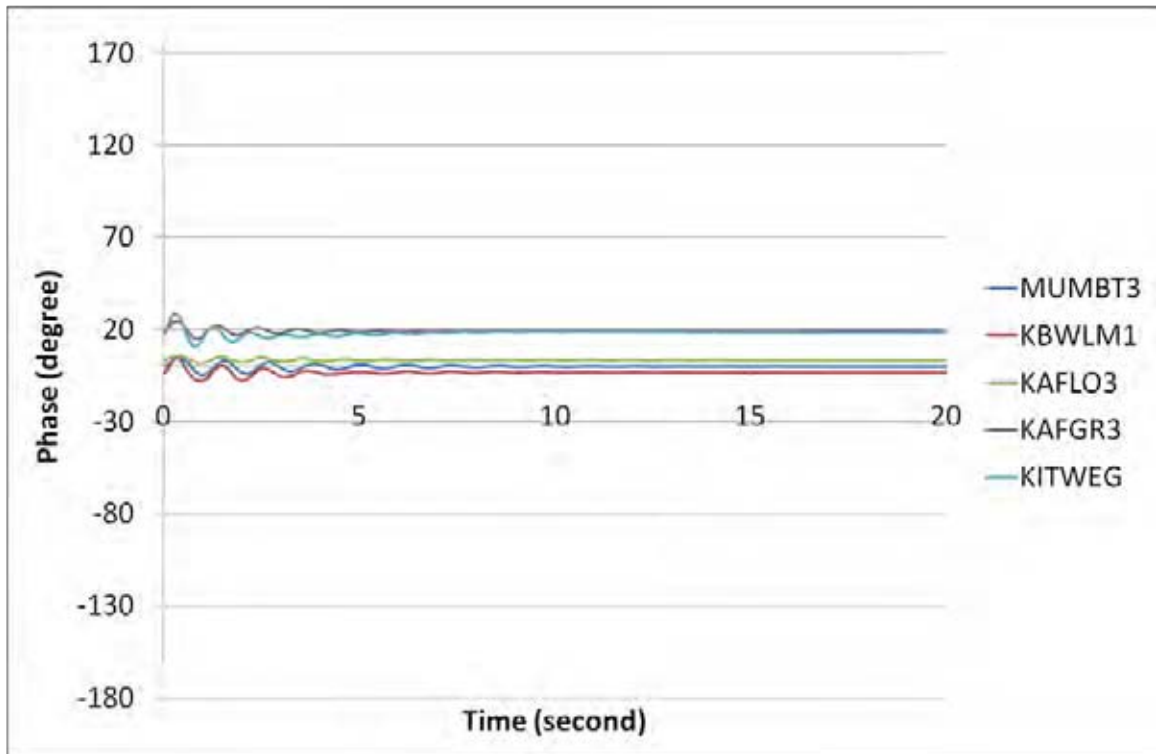
また、この条件において解析を行った結果を附表 3-2 に、また、代表的な波形を附図 3-1、附図 3-2 に示す。

附表 3-2 動的安定度解析結果

Analyzed Case	Results	
	Scenario 1-1	Scenario 1-2
1LF of Kndabwika-Mporokoso 330kV Line	Stabilized with System Separation	Stabilized with System Separation
1LF of Mambilima-Mansa 330kV Line	Stabilized	-
1LF of Mambilima-Mumbotuta 330kV Line	Stabilized	-
1LF of Mumbotuta-Pensulo 330kV Line	Stabilized	Stabilized
1LF of Kafue Gorge-Leopards Hill 330kV Line	Stabilized	Stabilized
1LF of Kariba North- Leopards Hill 330kV Line	Stabilized	Stabilized
1LF of Kafue Gorge Lower-Lusaka South 330kV Line	Stabilized	Stabilized
1LF of Maamba-Kafue West 330kV Line	Stabilized	Stabilized
1LF of Batoka Gorge-Devil Gorge 330kV Line	Stabilized	Stabilized
Fault of Kndabwika 330/132kV Tr	Stabilized	Stabilized
1LF of Kitwe-Kitwe Coal P/S 330kV Line	-	Stabilized



附図 3-1 Mambilima-Mumbotuta 故障時の動的安定度 (シナリオ 1)



附図 3-2 Kitwe- Kitwe Coal P/S 故障時の動的安定度 (シナリオ 2)

# GIS Database Manual

Ver.1.0 – Jan.2010



本編では、ザンビア国における電力系統発展に寄与できる GIS データベース構築に関する枠組み、具体的な手法に関して触れる。

GIS は様々な情報を地図上に表現し、且つ重ね合わせることで総合して視覚的に確認できる有効なツールである。ただし、これらの情報群は多量で、且つ情報の設定には各分野における専門的知識を必要とするため、各分野 (i.e., 電力セクター、鉱業セクター、環境セクター) 毎に責任をもって情報の管理を行う必要がある。よって、本マニュアルでは、各情報の管理、且つ電力セクターにおける GIS データ構築手法について提言し、各情報が今後適切に更新され、且つ電力セクターに関する GIS データベースが他セクターの GIS データベースの発展にも寄与できるように心掛けた。

#### (1) GIS環境の構築方針

GIS データベースは、具体的には、利用者の技量以上の成果物を提供しても容易にデータベースの更新ができなくなってしまう使われなくなってしまうこと、今後のデータベース管理 (迅速なデータ改定、円滑なデータ提供、輻輳した版管理) を確実にを行う必要があること等が条件となる。

各関係者が GIS データベースとどのように関わりを持っていくべきかを以下に示す。

- ・ DOE : マスタープランのコンタクトを振るべき中心組織のDOEは、本電力系統開発に関する指導を行う立場にある。また、関係政府機関が所有する各政府機関の業務に特化したGISデータベース群を組み合わせ、環境配慮、鉱物資源所在、都市計画等の多角的な側面から電力系統開発を指揮する必要がある。電力系統に関する情報収集は多岐にわたるため、自身で情報収集、データベース構築全ての業務を負うのは無理である。よって、関係機関に情報提供を求め、内容の検査を行うと共にGISデータベースへの変換処理を実施する業務を司る。
- ・ REA : REA は地方電化を推進する行政機関として電力系統開発の進捗、方向性について常に最新の情報を入手していきたい部署である。特に高圧、中圧配電線の延伸に関わる Bulk Supply Point、Bulk Supply Point から拡張されている Supply Point の位置、需要状況は最も関心の高い情報と思われる。REA に確認したところ、現時点では Supply Point の新設等について提言は行わず、既設 Point からの延伸設計のみに従事しているとのことであったが、将来の地方都市開発計画等 Retail 部分の需要変化が見込めるといったイベントにおいては、地方自治住宅省、ZESCO 等の関係部門との意見調整が必要となると考えられる。また、SHS やマイクロ hidro 等によるマイクログリッド系統需要といった、オングリッド系統から見て潜在的な需要の値を知ることがも将来の需要増加と系統計画を行う上で重要である。この情報収集のリーダーは REA がふさわしい。
- ・ ZESCO : 電力系統開発、管理を第一線で行うZESCOは、本マスタープランを技術的に推進する第一人者であり、電力系統に関する計画、実績に関する諸情報を最も有している。よって、本来ZESCOが本環境に関する製作Administratorとなるのが最もふさわしい。しかし、自身で開発設計し、管理するのでは、情報の確度を損なう危険性をはらんでしまう。よって、ZESCOは関連するGISデータベースの設計、制作を主体的に行い、定期的にAdministratorであるDOEが検査を行う業務ルーチ

ンを構築することが望ましい。

- ・ CEC : CEC は、ZESCO とならびザンビア国の電力システムを支える事業者であり、電力需要を左右する Mining Sector の情報を保有している。また、自身が所有する系統設備と介して電力供給する ZESCO 配電系統の需要変化についても自身の系統設備形成においては注視しなければならない。よって、ZESCO 同様 GIS データベースの製作者である必要がある。ただし、GIS データベース設計（フレームワーク設計）は、単一であるべきであり、これは、ZESCO が主体となって行うことと提案したい。つまり、CEC は、データベース製作者であり、データの参照者ということとなる。尚、他の民間事業者（Lunsemfwa 等）CEC と同様の扱いでよいと判断する。

このような方法をもって、GIS データベースが充実していけば、より詳細でかつ先進的な電力開発が推進できる。また、副次的に他の政府関係機関の GIS データベースも高度化され、ザンビア国の発展に寄与するであろう。

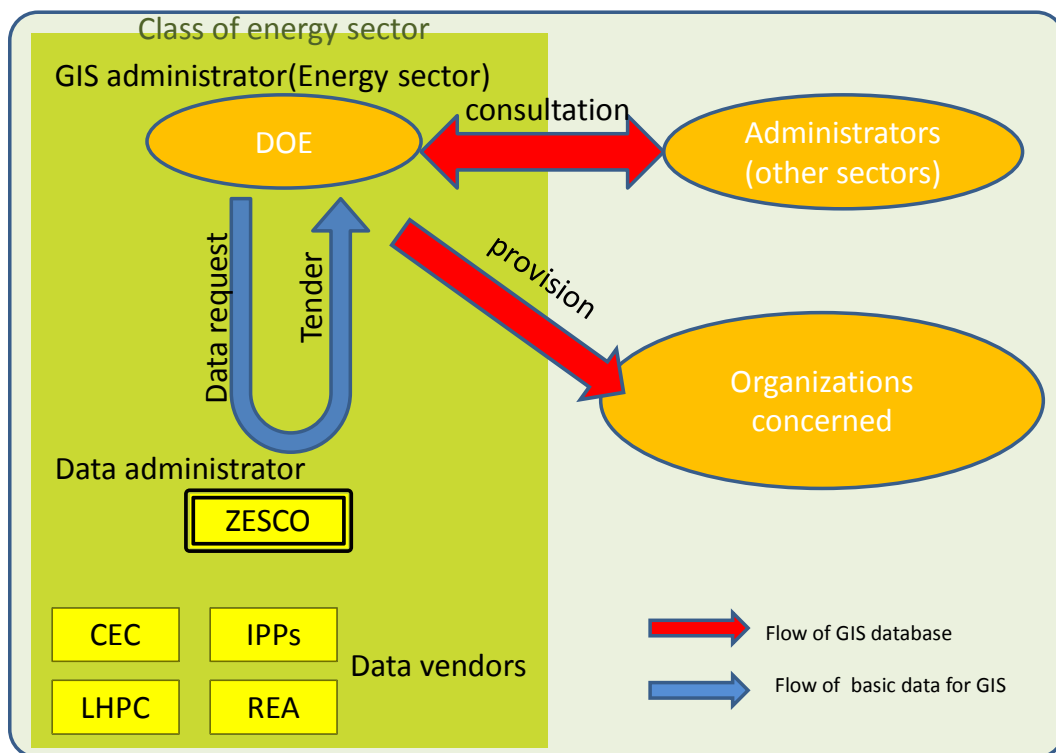


図 GIS データベースを取り巻く関連

## (2) データベース製作方法

基本データの作成は、地物情報の以下の情報が最低必須項目である。

- ・ 地物名称
- ・ 緯度(WGS84 or 緯度)
- ・ 経度(WGS84 or 経度)
- ・ UTM35 対応 x 座標

・ UTM35 対応 y 座標

ザンビア国地図は座標系：UTM35 にて管理されているため、全ての地物情報は、UTM 35 への対応が必須である。UTM 座標への変換は、Web 上でも広く公開されているため、これらを使用することも効率的である。

<http://home.hiwaay.net/~taylorc/toolbox/geography/geoutm.html>

<http://www.uwgb.edu/dutchs/usefuldata/UTMFormulas.HTM>

これらの情報を基に 1class を 1 ファイルとして作成する。例えば、送電鉄塔位置に関する情報であれば、

Class : 330kV 鉄塔位置

Entity and Attribute : {鉄塔名称(No.), 緯度, 経度, x 座標, y 座標}  
が必須となる。

既存情報を含め、今後電力セクターで整備を期待する情報を列記する。

- ・ 電圧階級別送電鉄塔位置図
- ・ 電圧階級別送電線経路図
- ・ 配電高圧塔位置図
- ・ 配電高圧線経路図
- ・ 配電中圧塔経路図
- ・ 配電中圧線経路図
- ・ 発電種別発電所位置図
- ・ 変電所位置図
- ・ 電源ポテンシャルサイト位置図

これらの基本データはSpread sheet形式<sup>9</sup>にて製作されることが望ましい。

---

<sup>9</sup> ポピュラーに使用される形式は、Microsoft Excel ファイルである。Arc GIS は、最新式の Excel フォーマット(.xlsx)には現状対応していないため、現時点では(.xls)にて提供するが(.csv)ファイルにて製作することが望ましい。

### (3) データ変換方法

データ変換方法を説明する前に、今回提供する GIS データベースを紹介する。

～今回提供する GIS データベース～

今回のマスタープラン調査において構築した GIS データベースは、以下に示すように階層化されて保存されている。各 Class 毎に”Feature class”を定義している。

Super Class	Sub Class	GIS data	Attribute		
Root	0_World landscape	Operational Navigation tool	Layer		
		<b>World Shade relief</b>	<b>Map Document</b>		
	1_Zambia landscape	Zambia map UTM35	Shape file		
		Zambia photo map UTM35	Raster data set		
	2_Recent data	330kV transmission	Shape file		
		220kV transmission	Shape file		
		132kV transmission	Shape file		
		88kV transmission	Shape file		
		66kV transmission	Shape file		
		Hydro power stations	Shape file		
		Substations	Shape file		
		Diesel stations	Shape file		
		Proposed hydro power stations	Shape file		
		Proposed thermal power station	Shape file		
		<b>Network facilities</b>	<b>Map Document</b>		
		<b>Point facilities</b>	<b>Map Document</b>		
		3_Recommendation for Scenario 1-1		<b>Plan in 2015</b>	<b>Map Document</b>
				<b>Plan in 2020</b>	<b>Map Document</b>
<b>Plan in 2025</b>	<b>Map Document</b>				
<b>Plan in 2030</b>	<b>Map Document</b>				
Related data	Shape file				
4_Recommendation For Scenario 1-2		<b>Plan in 2015</b>	<b>Map document</b>		
		<b>Plan in 2020</b>	<b>Map document</b>		
		<b>Plan in 2025</b>	<b>Map document</b>		
		<b>Plan in 2030</b>	<b>Map document</b>		
		Related data	Shape file		
5_Reference 1		Misc. in PMP			
6_Reference 2		About REMP data			

各 Sub Class の定義は以下の通り。

#### <0\_World Landscape>

Folder に含まれる情報は、世界地図である。Map document file と Layer file である。今後、

SADC 内における情報を管理するために本情報を構成に加えた。

例えば、電力用石炭の輸送路（鉄道情報、機関道路情報）等を管理する際に使用できる。ただし、ザンビア国における座標系（UTM35）とは一致しないため、本 Map に追加した情報からザンビア国のみを抽出して使用する場合には、座標補正が必要になることに注意しなければならない。

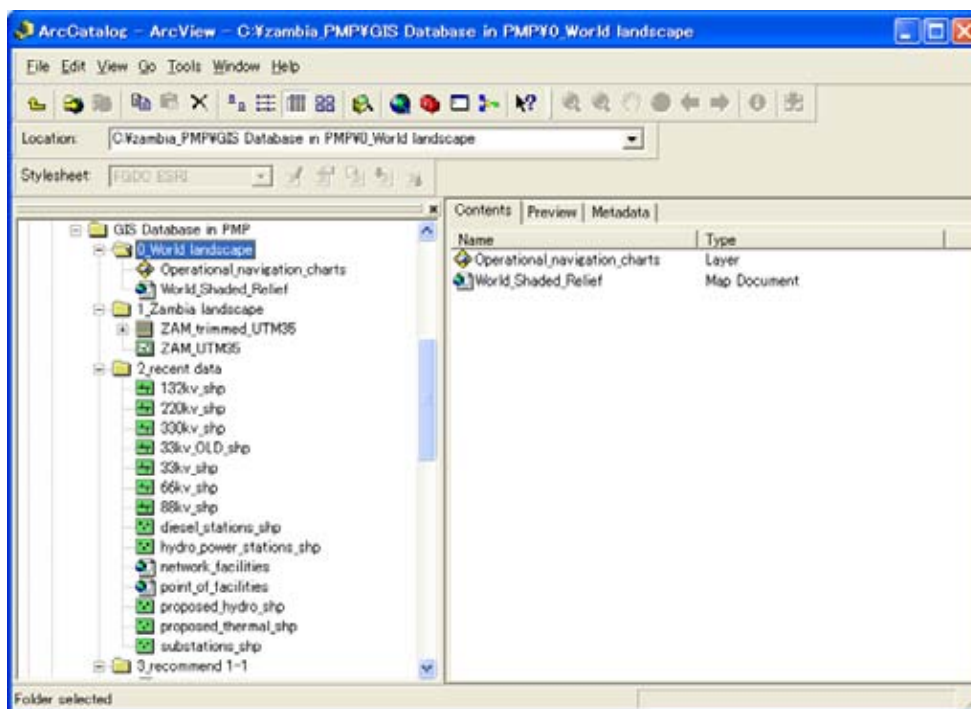


図 Arc Catalog で見た情報（0\_World Landscape）

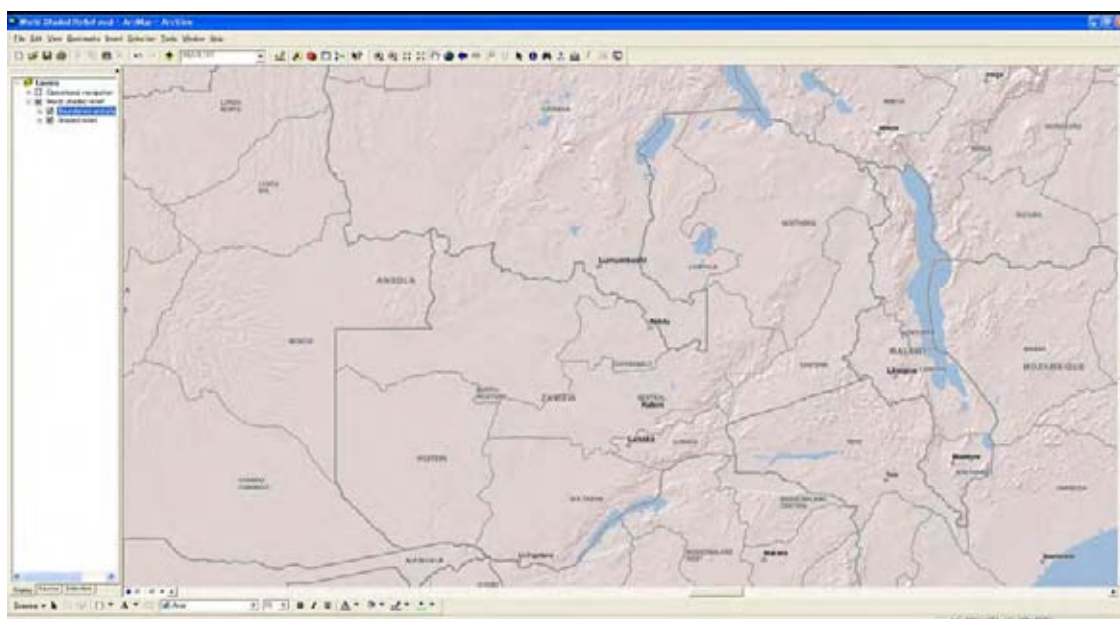


図 GIS データベース（0\_World Landscape）

### < 1\_Zambia Landscape >

Folder に含まれる情報は、ザンビア平面地図、及びランドサット映像から加工したラスターデータである。両情報の位置関係はおおよそ調整してある。本情報が基本ザンビア国地図として利用できる。

ラスターデータの投影は、ザンビア平面地図の透過率を変更することで視覚可能である。

[View]-[Toolbar]-[Effects]を選択し、Effects accelerator を表示し、透過率変更のボタンで変更すればよい。

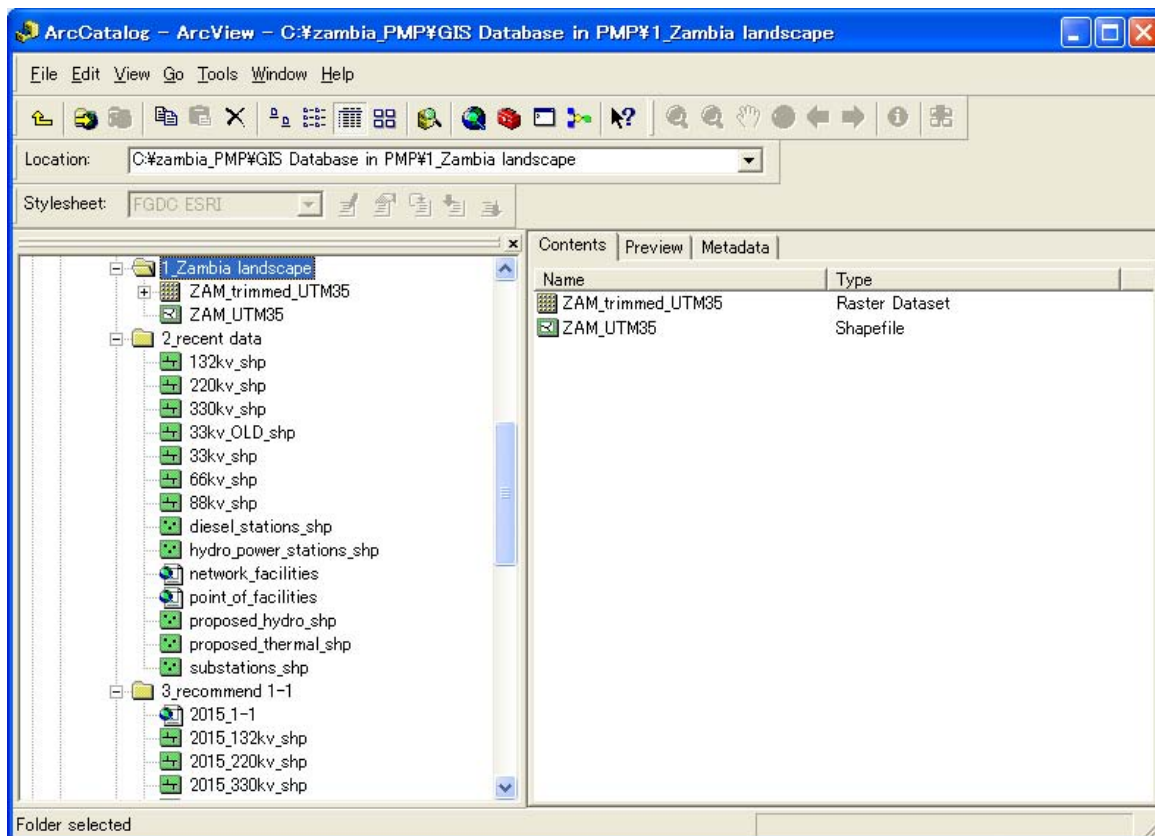


図 Arc Catalog で見た情報 (1\_Zambia Landscape)



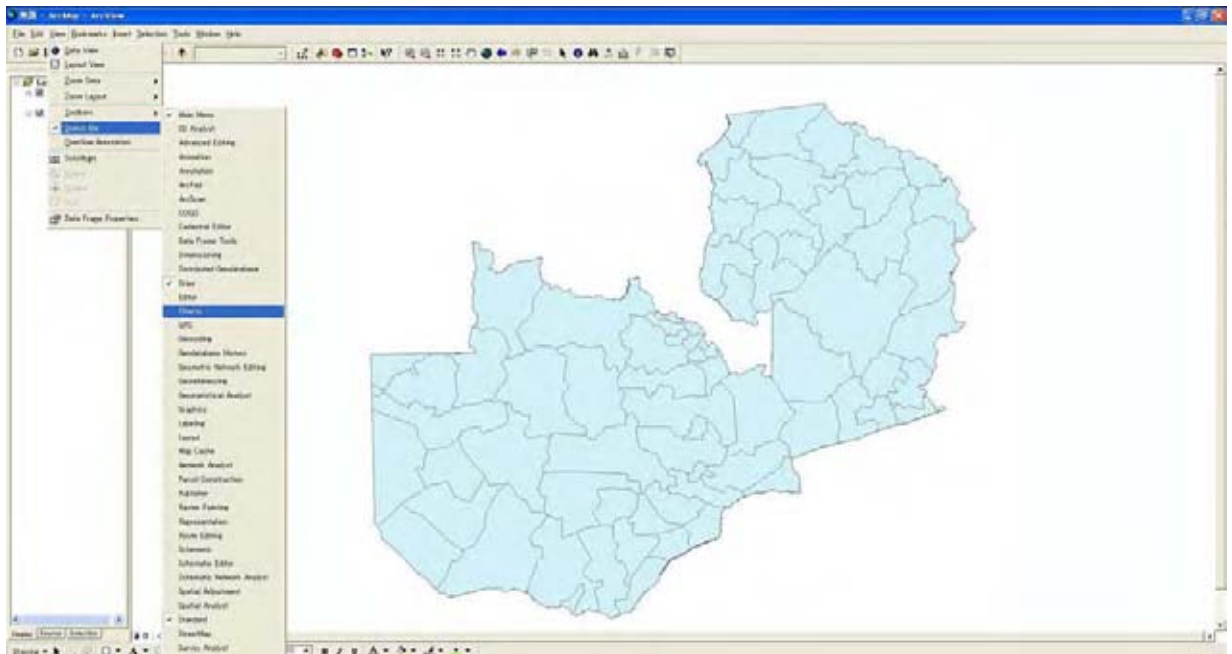


図 Effect accelerator の表示方法

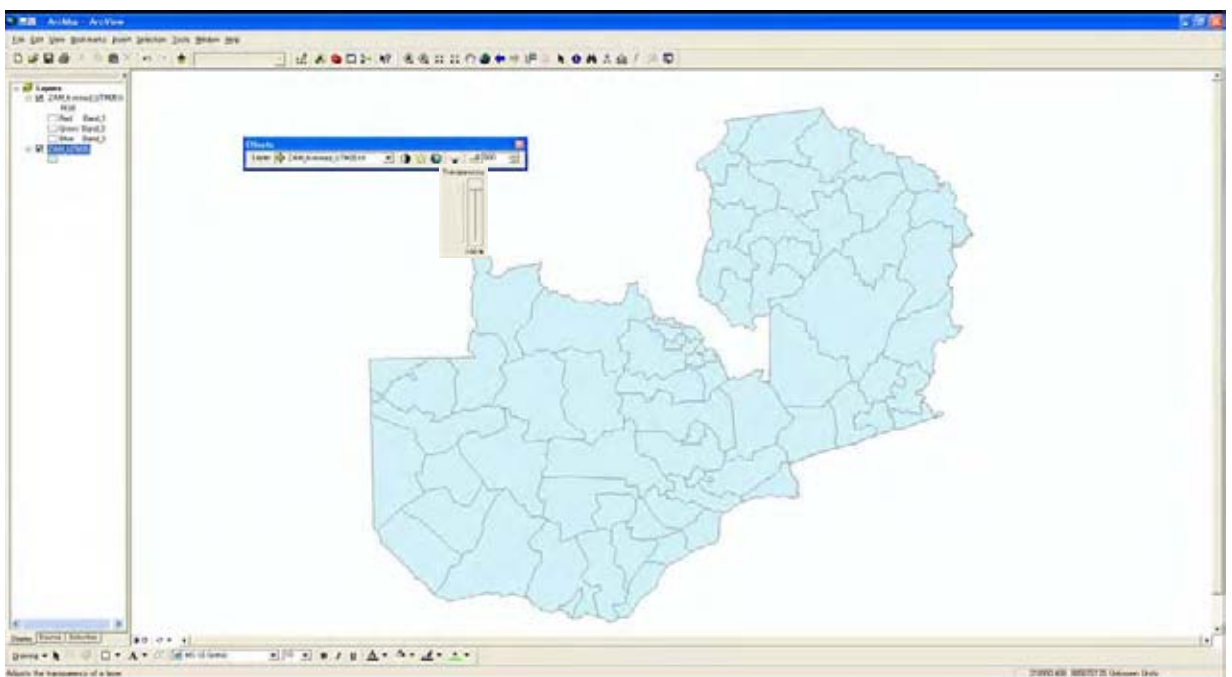
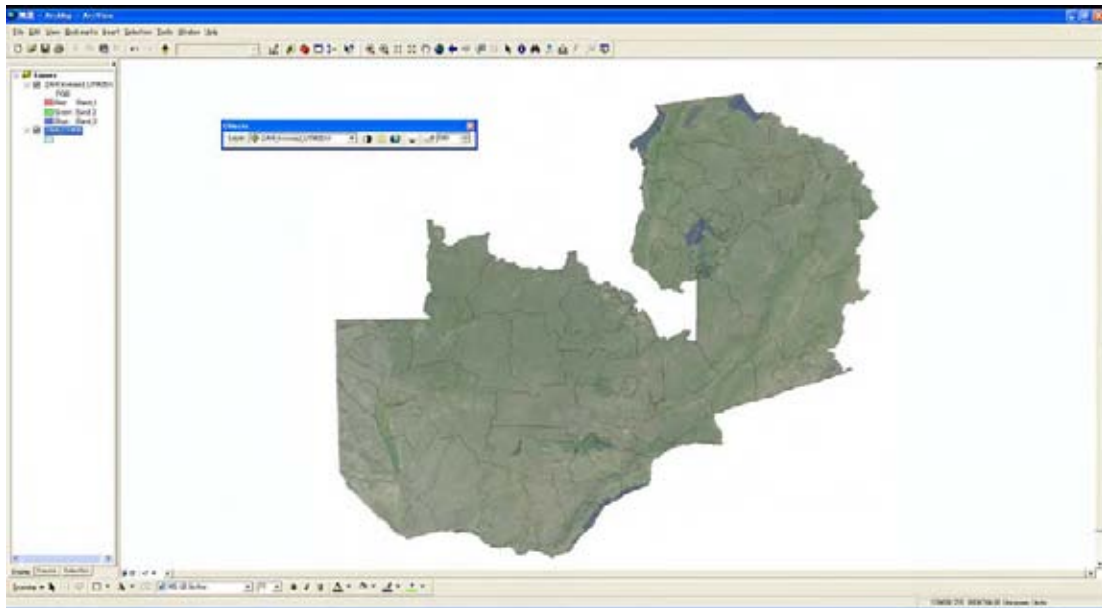


図 透過率の変更方法



GIS データベース (1\_Zambia Landscape)

## <2\_Recent data>

現状設備及び水力ポテンシャル、火力ポテンシャルである。地点情報（変電所、水力発電所等）、及び経路情報（送電線）を各々まとめた Map document file を用意した。このように各 Feature Class (Shape file) を重ね合わせることで、所要の情報を閲覧することができる。地図情報は、先ほどの"Zambia Landscape"の情報を固定的に使用し、可変情報は各々の Sub Class 内の情報を使用する。尚、本 Feature Class 群の情報は、REA より提供された Shape file と互換性を保つように作成した。よって、REA が持つ他の Feature Class とも整合が取れていると考える。

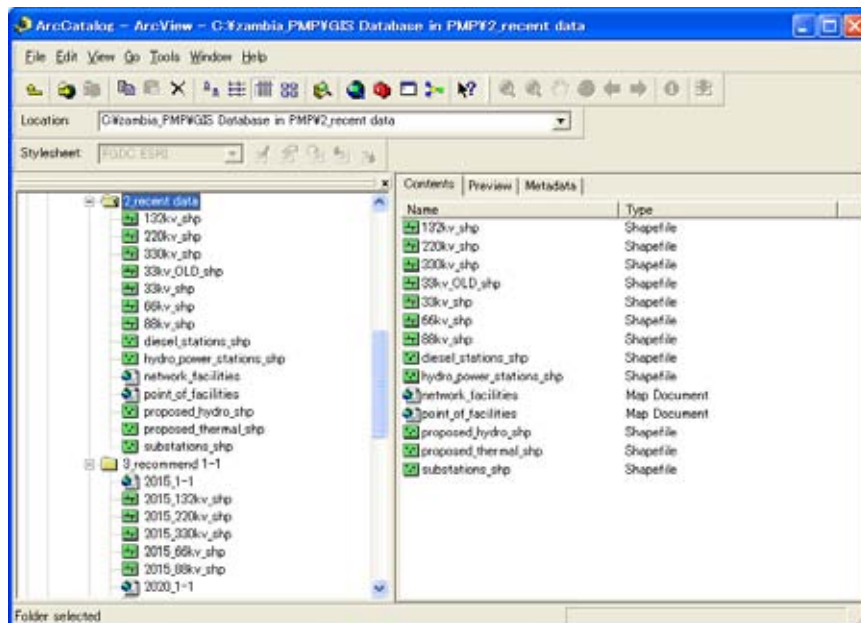


図 Arc Catalog で見た情報 (2\_Recent data)



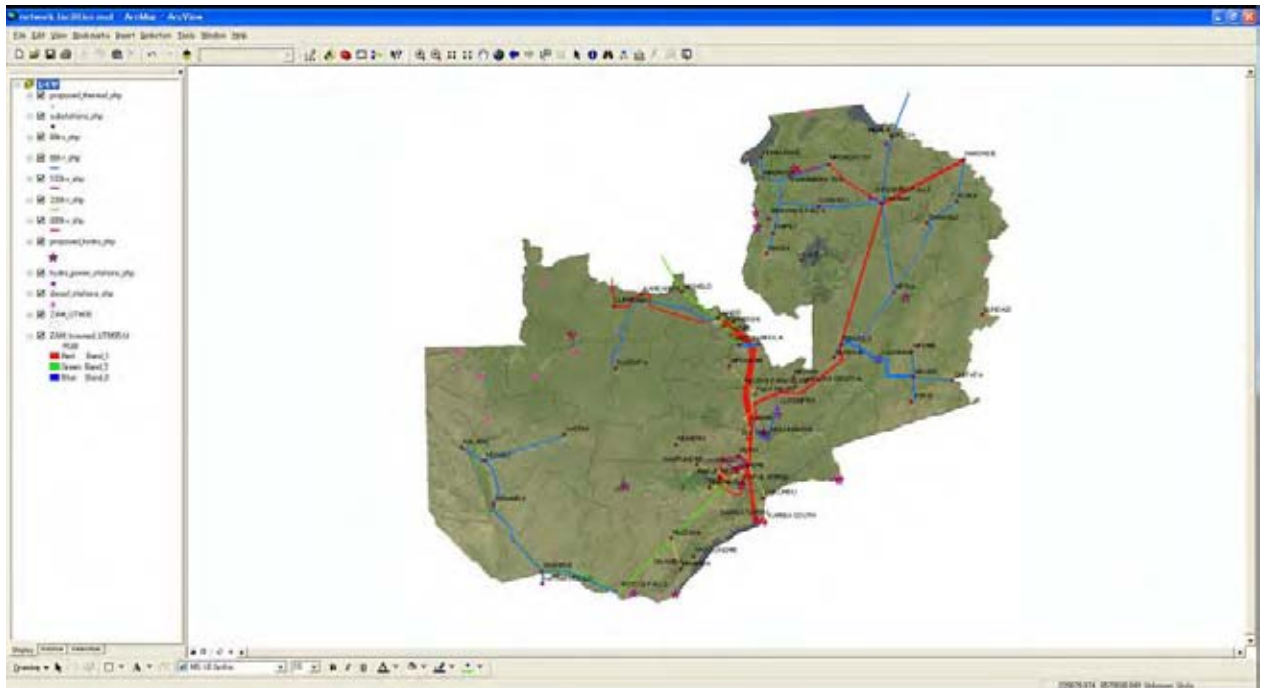
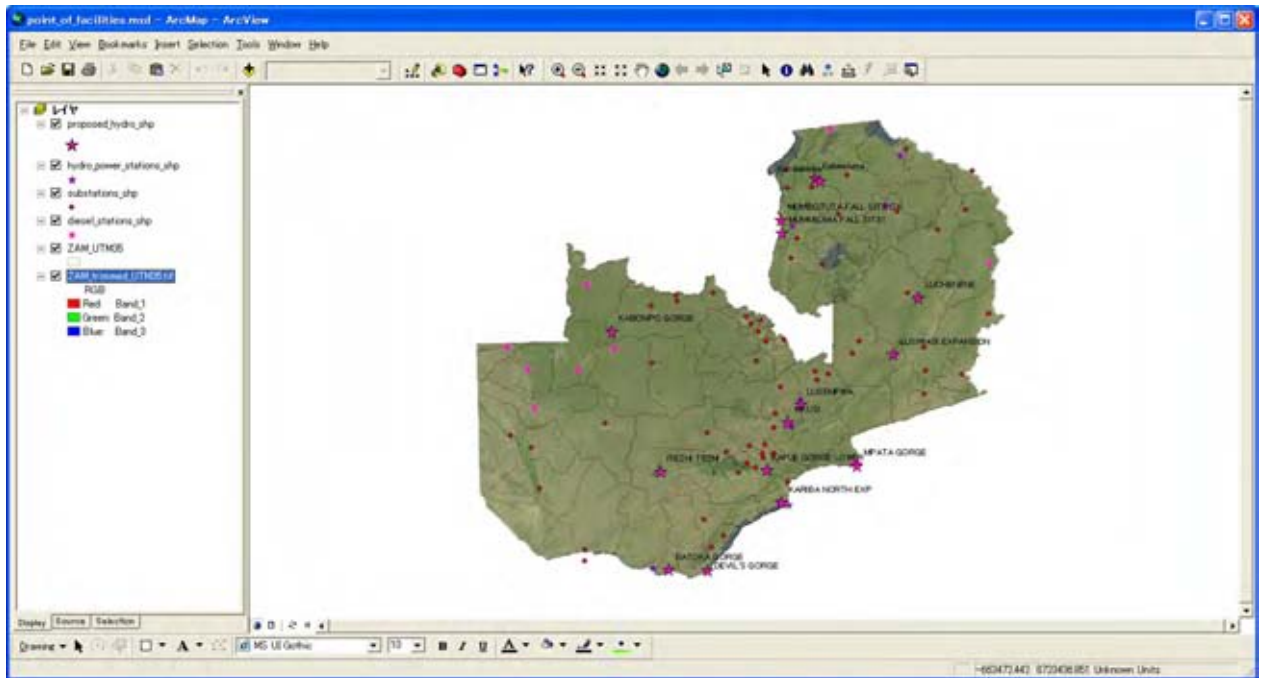


図 GIS データベース (2\_Recent data)

<3\_Recommendation for sscenario1-1>

電源開発計画シナリオ 1-1 (The primary energy basis self-supply scenario) に対応する情報を管理する。2015, 2020, 2025, 2030 各年における情報を網羅している。

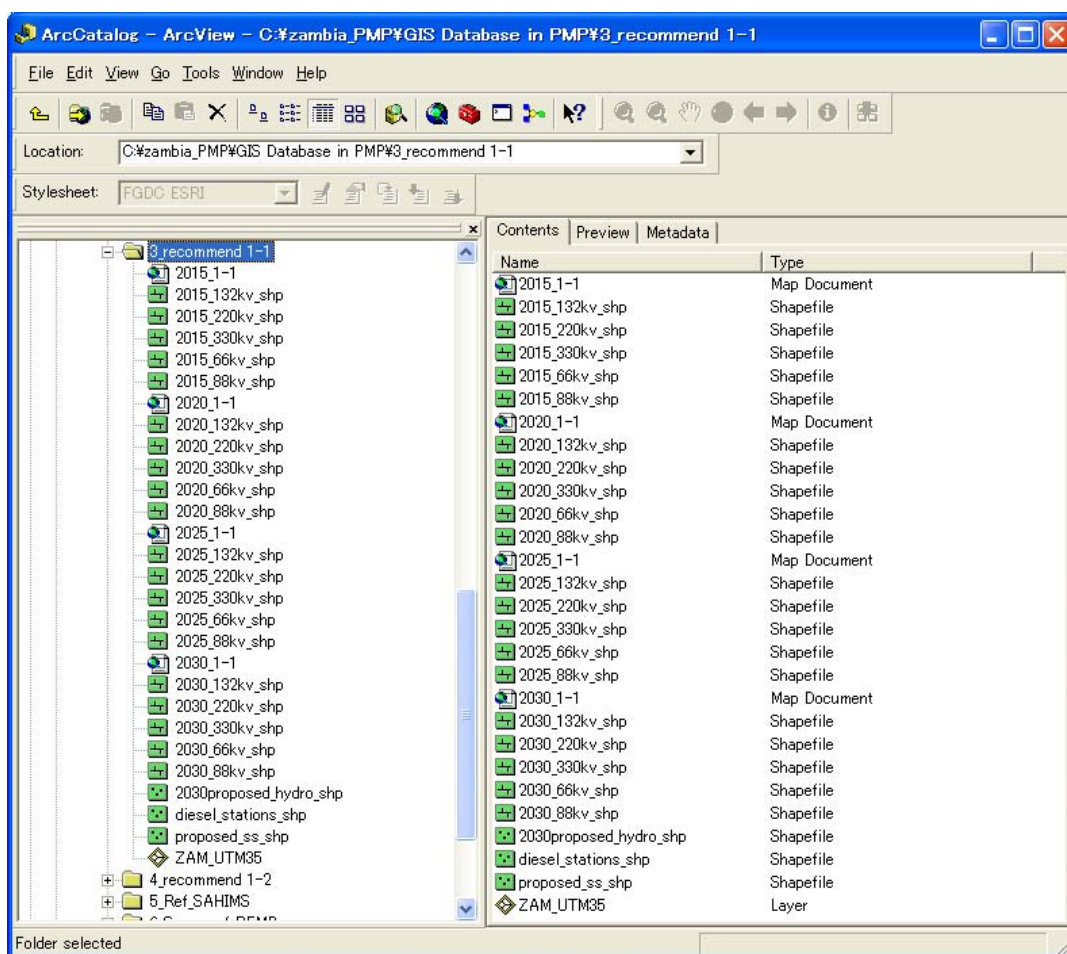


図 Arc Catalog で見た情報 (3\_Recommend\_1-1)

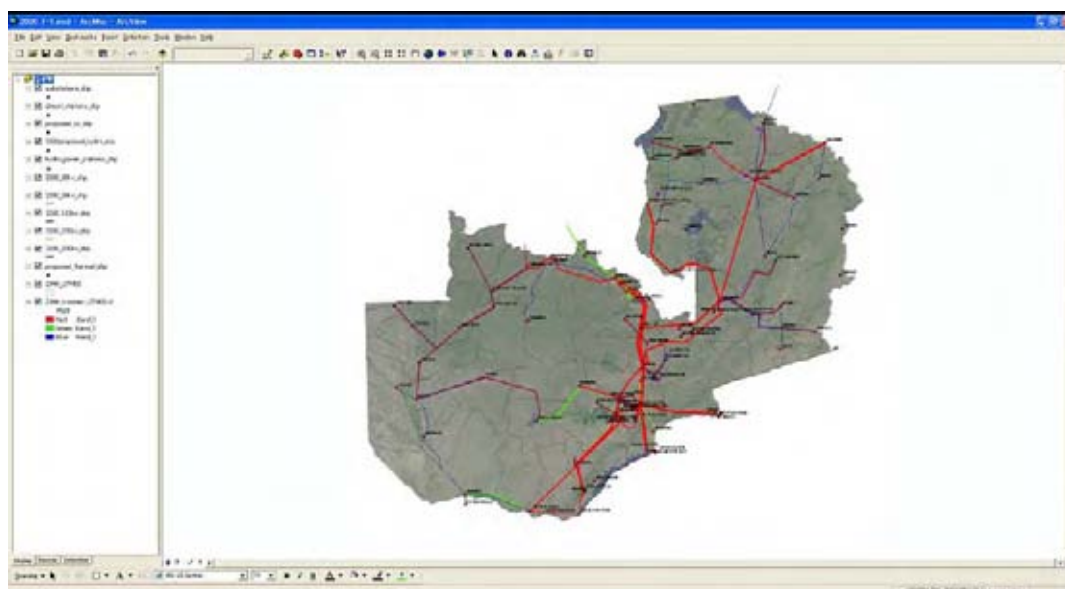


図 GIS データベース (3\_Recommendation\_1-1 2030 年系統図)

#### <4\_Recommendation for sscenario1-2>

電源開発計画シナリオ 1-2 (Electricity basis self-supply scenario) に対応する情報を管理する。2015, 2020, 2025, 2030 各年における情報を網羅している。

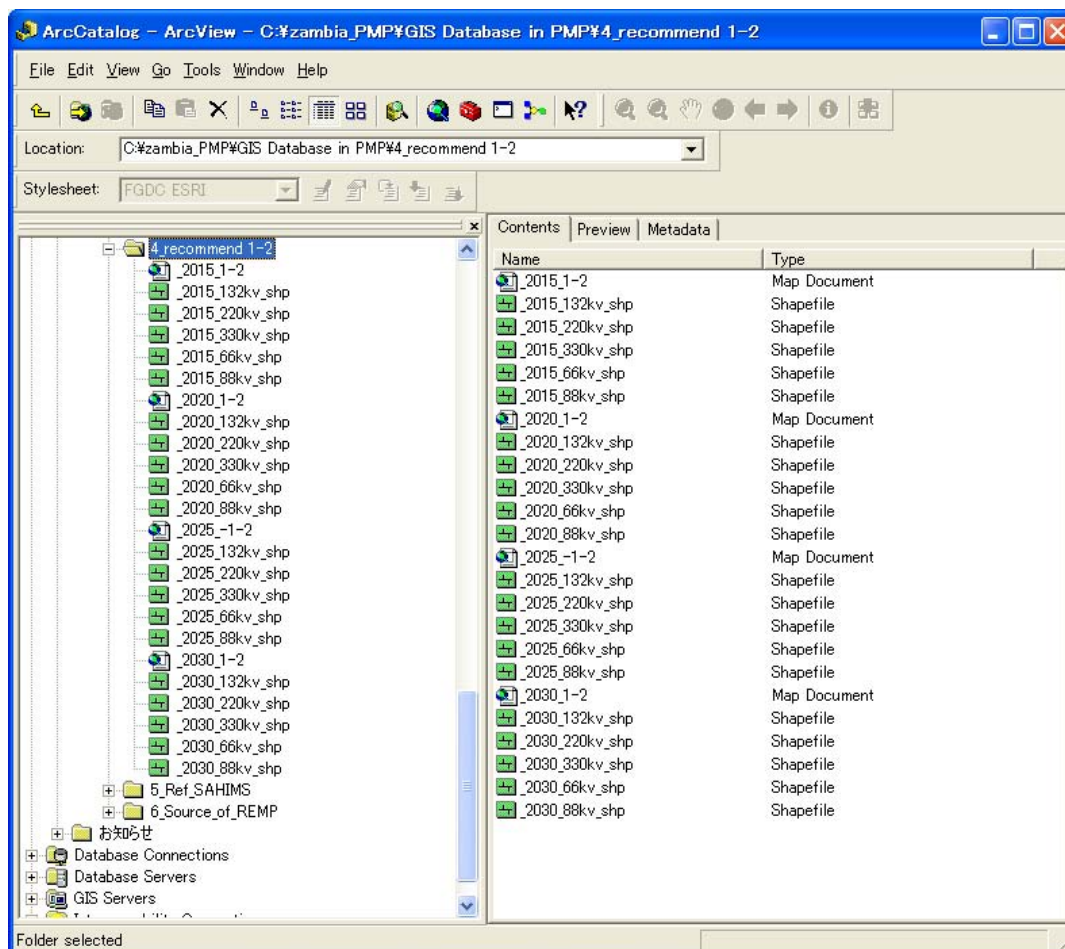


図 Arc Catalog で見た情報 (4\_Recommend\_1-2)

#### <5\_Reference (miscellaneous of PMP)>

Folder に含まれる情報は、今回の調査において収集した上記 Class 以外の情報を管理している。主に SAHIMS (Southern Africa Humanitarian Information Management Network) の情報を追加した。

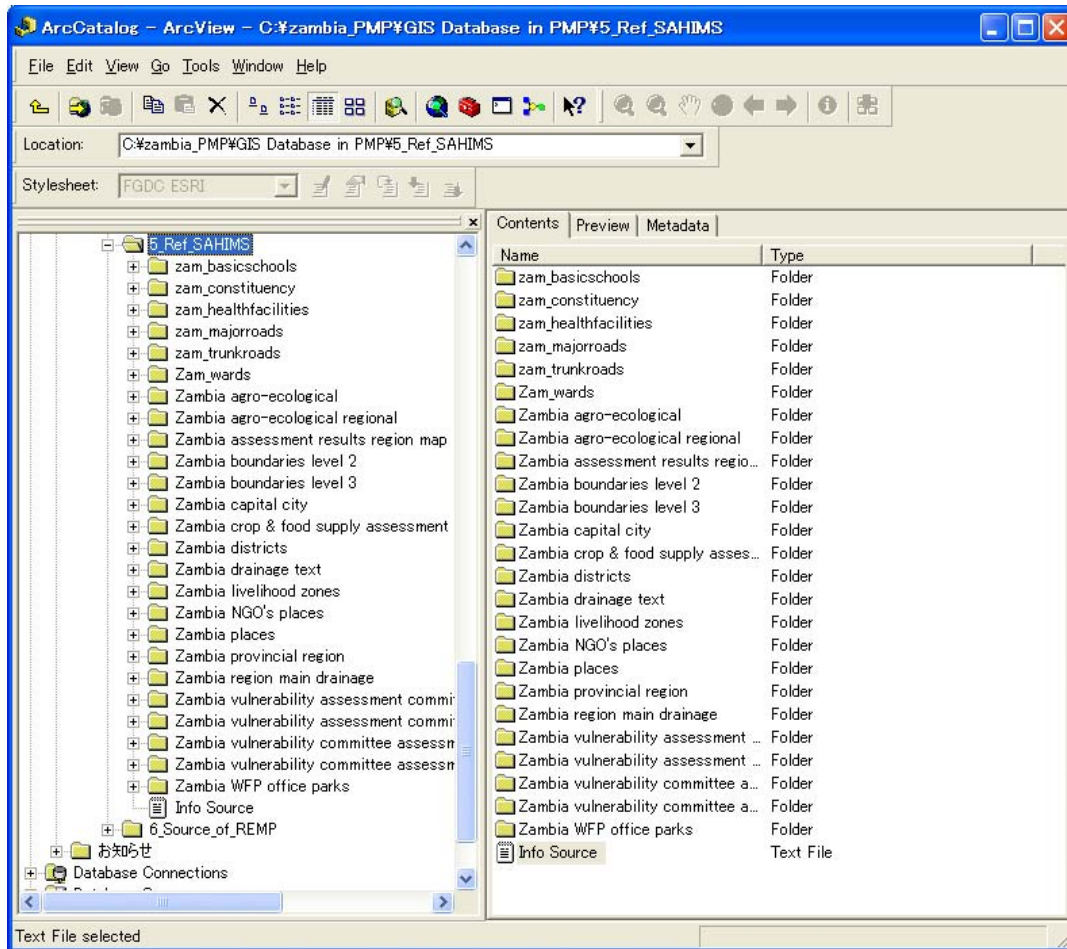


図 Arc Catalog で見た情報 (5\_Ref. SAHIMS)

<6\_Reference (information about REMP)>

REMP において収集された情報を統合した。

これらによって、電力セクターにおけるベースライン情報を整備した。これらの情報を更に充実させるために、GIS Administrator が実施する上記基本データを GIS database に変換する方法を以下に示す。

Arc Map上で[Tool]-[Add XY data...]と選択し、下図のような"XYデータ追加ダイアログ"を表示させる。本ダイアログの最上位の入力欄に当該の基本データに関するファイル<sup>10</sup>を入力する。基本データファイルを入力することで、ダイアログ中段のX,Y座標の指定欄に基本データファイル内の各columnに反映されるため、各々適切なcolumnを選択する。

<sup>10</sup> 基本データファイルが Microsoft Excel(xls file)の場合、この Excel 内に複数の Worksheet が存在すると、その Worksheet は、"\$"マーク付きで表示される。よって、必要な Worksheet を選択する。



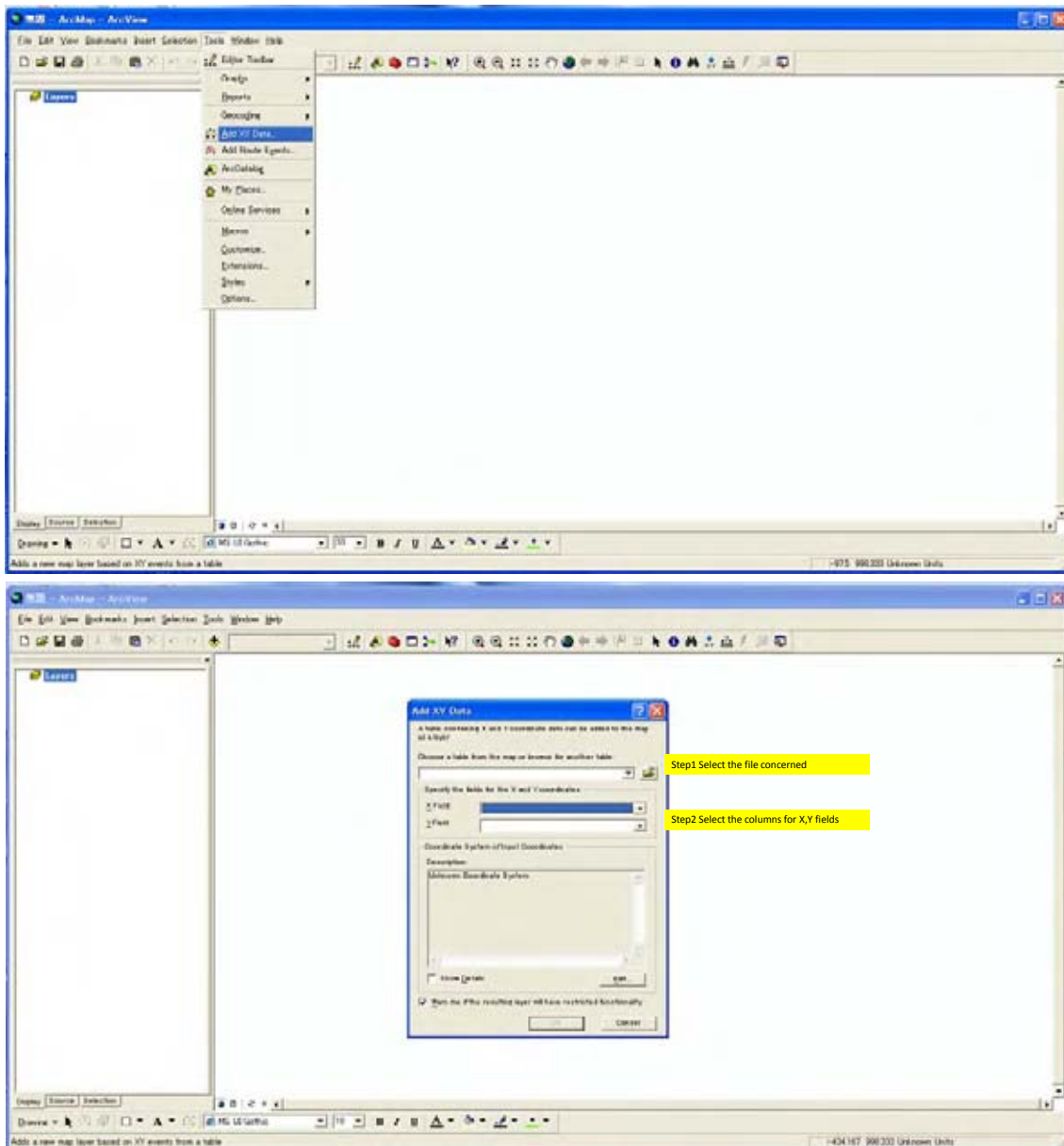


図 XY データ追加ダイアログ

最後に、ダイアログ最下段にある"入力座標の空間参照"の設定を行う。

[編集]をクリックすると下図のようなダイアログが表示される。次に[編集]を選択すると"空間参照に関するプロパティ"が表示されるため、適切な座標系 (WGS84,もしくはUTM35) を選択<sup>11</sup>し、追加を選択すると設定した座標系が空間参照に関するプロパティに反映され、更に本ダイアログにてOKを選択すると、XYデータ追加ダイアログにも本情報は反映される。

これらのOperationを行い、最後にXYデータ追加ダイアログにてOKを選択すると、基本データファイルがGISに反映される。

これらによって得られたGISデータは、各セクターが持つGISデータと組み合わせること

<sup>11</sup> 仮に必要とする座標系が存在しない場合は、既存の Feature Class を確認し、"空間参照に関するプロパティ"にてインポートボタンを選択し座標系をインポートする。

によって、より有効な活用が期待できる。例を以下に示す。

- ・ 鉱物資源分布状況と送電線経路図の組合せ：
- ・ 都市開発計画と送電線経路図の組合せ：
- ・ 水力発電開発ポテンシャルと国定公園地図の組合せ：

電力セクター以外の GIS データは、各関連省庁において、同様の管理をされるべきであり、適宜必要な情報を提供されることが望ましい。このように所管省庁が担当するセクターに関する GIS データを管理することで情報の厳正化が図れる。

