

全世界
電力セクター診断支援ツール開発
(プロジェクト研究)
ハンドブック

平成 26 年 8 月

(2014 年)

独立行政法人 国際協力機構

産業開発・公共政策部

産公
JR
14-101

目次

1. 電力セクター診断の目的と留意点	1
1.1 目的	1
1.2 留意点	1
2. 電力セクター診断支援ツールの概要	3
2.1 電力セクター診断支援ツールの役割	3
2.2 診断項目	4
2.3 ダイアグラム診断	5
2.4 簡易的なデータベースシステム	5
2.5 電力セクター診断支援ツール参考情報	6
3. 診断項目	7
3.1 アクセス	7
3.1.1 基本指標の定義	7
3.1.2 サブ指標の解説	8
3.1.3 補助指標の解説	9
3.2 低廉	12
3.2.1 基本指標の定義	12
3.2.2 サブ指標の解説	13
3.2.3 補助指標の解説	15
3.3 低炭素	19
3.3.1 基本指標の定義	19
3.3.2 サブ指標の解説	20
3.3.3 補助指標の解説	21
3.4 低リスク	23
3.4.1 基本指標の定義	23
3.4.2 サブ指標の解説	24
3.4.3 補助指標の解説	25
3.5 効率性	27
3.5.1 基本指標の定義	27
3.5.2 サブ指標の解説	28
3.5.3 補助指標の解説	29
3.6 財務健全性	31
3.6.1 基本指標の定義	31
3.6.2 サブ指標の解説	34
3.6.2.1 電力事業者の財務健全性	34

3.6.2.2 電力セクターへの財政負担度	36
3.6.3 補助指標の解説	37
4. ダイアグラム診断	39
4.1 目的と概要	39
4.2 ダイアグラム診断の手法	40
4.3 サンプル・ダイアグラム診断	40
4.3.1 診断結果	40
4.3.2 診断点数の計算結果	41
5. 参考分析	48
5.1 アクセス	48
5.2 低廉	51
5.3 低炭素	55
5.4 低リスク	57
5.5 効率性	57
5.6 財務健全性	59

表

表 2-1 診断 6 項目	5
表 4-1 アクセスについての診断での合成関数と計数	42
表 4-2 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターのアクセス についての診断点数	42
表 4-3 低廉についての診断での合成関数と計数	43
表 4-4 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低廉につ いての診断点数	43
表 4-5 低炭素についての診断での合成関数と係数	44
表 4-6 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低炭素に ついての診断結果	44
表 4-7 低リスクについての診断での合成関数と係数	44
表 4-8 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低リスク についての診断結果	45
表 4-9 効率性についての診断での合成関数と係数	45
表 4-10 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの効率性に ついての診断結果	46
表 4-11 財務健全性についての診断での合成関数と係数	46

表 4-12	インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの財務健全性についての診断結果.....	47
表 5-1	I 国の電力消費と実質 GDP の前年比伸び率.....	50
表 5-2	I 国の電源構成（2012 年末設備容量と 2012 年発電量）.....	53
表 5-3	I 国 PLN の火力燃料費.....	54
表 5-4	I 国の電気料金に対する政府補助金.....	55
表 5-5	I 国火力発電からの CO2 排出と消費電力当たりの CO2 排出係数.....	56
表 5-6	I 国の再生可能エネルギーによる発電電力買取価格.....	56
表 5-7	I 国 PLN の電力収入利益率と社債・長期借入金利益率.....	59
表 5-8	I 国 PLN の損益計算書（単位：十億ルピア）.....	59
表 5-9	I 国 PLN の財務管理状況に関する指標.....	59
表 5-10	I 国 PLN の 2008 年から 2012 年までの設備投資と資金調達の分析（百万 USD 換算）.....	60
表 5-11	I 国 PLN の固定負債の推移（単位：十億ルピア）.....	61
表 5-12	I 国 PLN の一人当たり電力販売と利益額.....	61

図

図 2-1	電力セクター診断支援ツールの役割（赤丸の範囲）.....	4
図 3-1	アクセスの診断体系図.....	7
図 3-2	低廉の診断体系図.....	12
図 3-3	低炭素の診断体系図.....	19
図 3-4	低リスクの診断体系図.....	23
図 3-5	効率性の診断体系図.....	27
図 3-6	財務健全性の診断体系図.....	31
図 4-1	ダイアグラム診断における可視化図.....	39
図 4-2	インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターダイアグラム診断の結果.....	41
図 5-1	I 国の世帯電化率の推移.....	48
図 5-2	I 国の電力消費量前年増加率と一人当たり年間電力消費量（kWh）の推移.....	49
図 5-3	I 国の 2022 年に向けての電力開発計画.....	50

図 5-4	I 国の電力消費量と GDP の関係（対数表示）	51
図 5-5	I 国の第一次、二次、三次産業の割合年次推移	51
図 5-6	I 国の電力販売価格と電力供給コストの推移	52
図 5-7	需要者区分毎の販売平均単価と補助金込みの電力販売価格ならびにコスト	52
図 5-8	2008 年から 2012 年までの I 国での送配電ロスの状況	53
図 5-9	I 国の電力開発計画（電源構成別と所有形式別）	54
図 5-10	I 国 PLN の石油製品（火力燃料）の調達価格と米国原油市場価格	55
図 5-11	I 国の SAIDI と SAIFI	57
図 5-12	I 国の実質 GDP に対する電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位の推移	57
図 5-13	I 国の電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位の推移（対米ドル名目 GDP）	58
図 5-14	I 国の最終エネルギー消費	58

略号表

BBL(bb)	Barrel
CEB	Ceylon Electricity Board ----- [Sri Lanka]
CFL	Compact Fluorescent Light
EAC	Electricity Authority of Cambodia
EDC	Electricite Du Cambodge ---- [Cambodia]
FIT	Feed-In Tariff
GCV	Gross Calorific Value
GJ	Giga joule (=10 ⁹ joule)
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle
GW	Gigawatt (=10 ⁹ watts)
GWh	Gigawatt hour (=10 ⁹ watts hours)
HHV	High Heat Value
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KenGen	Kenya Electricity Generating Company Limited
KETRACO	Kenya Electricity Transmission Company Limited
KJ	Kilo joule (=10 ³ joule)
KPLC	Kenya Power and Lighting Co., Ltd.

kW	kilowatt (=10 ³ watts)
kWh	kilowatt hour (10 ³ watts hours)
LHV	Low Heat Value
MJ	Mega joule (=10 ⁶ joule)
MW	Megawatt (=10 ⁶ watts)
MWh	Megawatt hour (10 ⁶ watts hours)
NCV	Net Calorific Value
PJ	Peta joule (=10 ¹⁵ joule)
PLN	Persahaan Perseroan PT Perusahaan Listrik Negara – [Indonesia]
REA	Rural Electrification Authority --- [Kenya]
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCFT	Standard Cubic Feet
TJ	Tera joule (=10 ¹² joule)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

参考：エネルギー換算表

To	kJ	BTU	kWh	kcal
From	multiplied by:			
kJ	1	0.9478	0.000278	0.2389
BTU	1.0551	1	0.000293	0.252
kWh	3,600	3,412	1	860
kcal	4.1868	3.968	0.001163	1

1. 電力セクター診断の目的と留意点

1.1 目的

2000年代中頃より、原油価格の高騰、地球温暖化への対応などを背景に、燃料転換や低炭素電源導入など世界規模でのエネルギー転換がおきている。特に、2010年以降、原子力発電事故、米国で始まったシェールガス革命が、一次エネルギー価格と流通に大きな変化を生じさせており、世界のエネルギー需給構造は、1970年代の石油危機以降、最大の変革期を迎えている。また、その潮流の変化は開発途上国にも波及している。

そのような世界的なエネルギー分野の潮流の変化に対応して、独立行政法人 国際協力機構（以下 JICA）では、2013年5月に課題別指針（エネルギー）を策定し、開発途上国の持続的な成長を実現するため、低廉、低炭素かつ低リスクのエネルギー及び電力供給の確保を課題とし、“3L ポリシー(Low-Cost、Low-Carbon、Low-Risk)” を標語に掲げ、①上位政策の改善、②エネルギーアクセスの向上、③低炭素社会に向けた電源開発、④効率的な電力輸送、⑤省エネルギーの支援に取り組んできている。

今後、JICA は、上記の課題別指針で示したエネルギー分野への協力を進めるため、まずは援助対象国の電力セクターの現状を正確に把握し、その上で、当該国のニーズに適合した処方箋を策定し、限られた援助リソースを効果的、効率的に投入して 3L ポリシーの実現に努力していく必要がある。こうした認識の下に、今般のプロジェクト研究においては、電力セクターの現状把握及び課題抽出を行い、課題解決のための糸口を見付け出すための道具立てを構築することに主眼をおいた。

そのため、本研究にて開発された「電力セクター診断支援ツール」は、JICA 独自の実践的で簡易的な方法論であるが、それは、定量的なデータを中心に、可視化を図り、セクターの現状把握及び課題抽出を行い、課題解決のための糸口を見つけ出すものである。

1.2 留意点

この定量化による簡易的な方法のみで課題解決のための適切な処方箋を正しく描くことが可能というものではないことには留意が必要である。本来セクターを正しく把握するためには、そのセクターの歴史的経緯や政策・制度・組織の側面など定量化困難な事象を含めた総合的な補足と分析が必要である。今後の課題としては、本プロジェクト研究を発展させ、診断支援ツールを改善していくとともに、各国の定性的データを含めた総合的な分析を行ったうえで、課題解決のための処方箋を描いていくことにある。

また、本ハンドブックによる電力セクターの課題分析においては、大枠から細部へとその分析を進めていくことができるように配慮をした。しかし、各国の歴史、慣習、文化、制度、経済は同一ではない。電力セクターの課題分析とその対応や解決手段は国毎に異なってくることが多い。緊急度、重要度も同じ課題について同程度であっても、その対応が異なることがある。従い、本ハンドブックが万能ではないことにも十分理解して使用することも重要である。

更に、地域や類似国の「クロスカントリー比較」を実施することにより、支援実施について考慮・検討中の国における課題が明確になり、その対策や背景に関する分析を進めることが容易になることを期待する。また、「ヒストリカル比較」の実施は、その国の各課題についての進捗分析に役立つとともに過去において見過ごした課題の発見に役立つこともある。分析は課題の抽出のみならず成功例の抽出でもある。単純にある国の成功例が他国に適用可能とは限らないが、参考となる事項も多いと考える。

なお、本ハンドブックは、2014年3月から7月に実施した電力セクター診断支援ツールの開発に関するプロジェクト研究の成果として作成した。多くの電力セクター担当の職員等が本ハンドブックを利用し、電力セクターに関する支援を検討、立案、実施していく際に役に立つことを願う。本ハンドブックは完成版としてあるのではなく、今後その実用性・有効性を高めるべく利用者からフィードバックを受け更なる改良を重ねていくことが期待されている。

2. 電力セクター診断支援ツールの概要

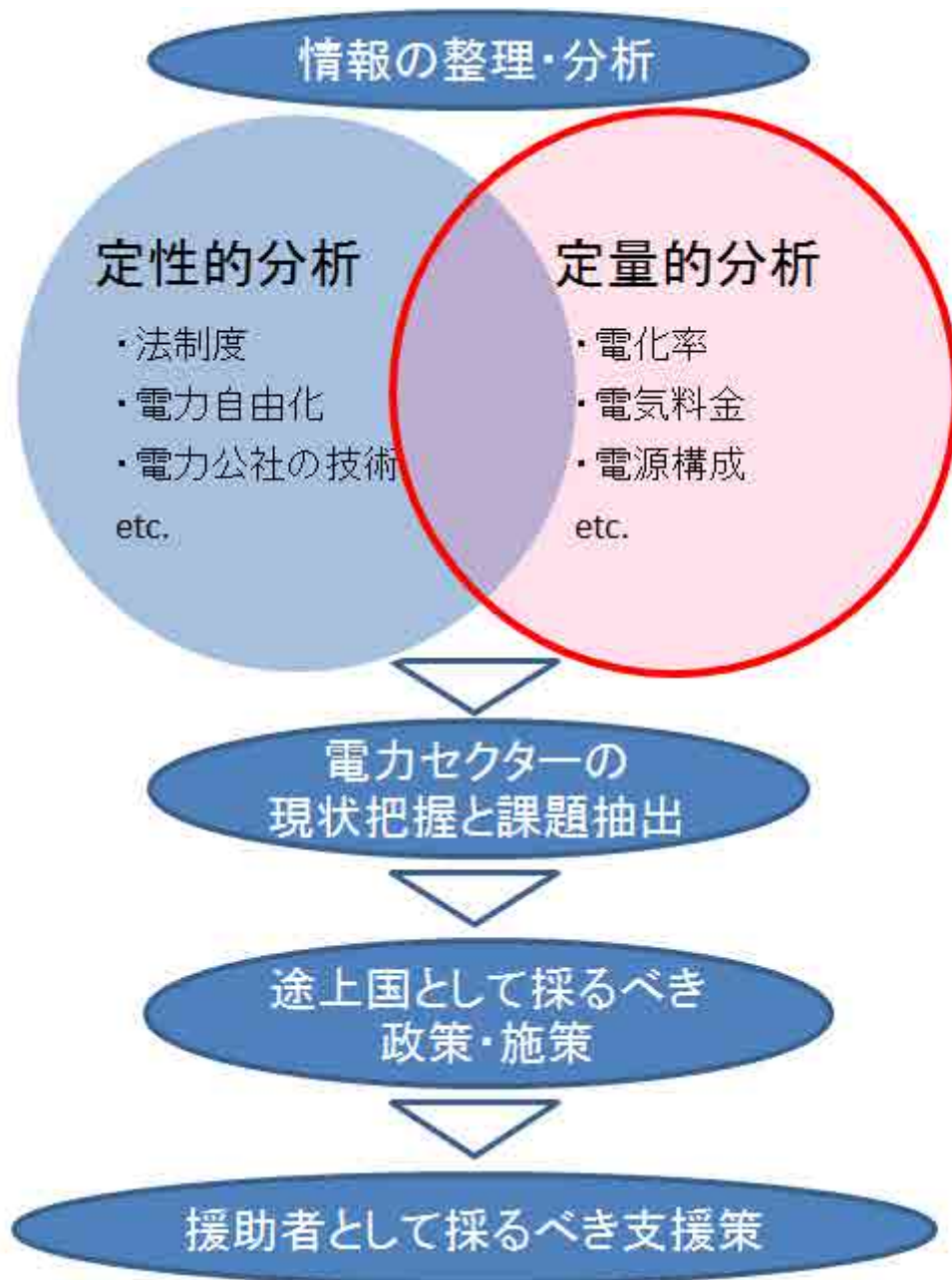
2.1 電力セクター診断支援ツールの役割

図 2-1 が、電力セクター診断支援ツールの役割の概念であり、図 2-1 右上の赤丸の範囲が電力セクター診断支援ツールの役割範囲であり、基礎的定量データを中心とし、主要定性データも一部含まれる。途上国に対して電力セクターに関するその国に最適な JICA 支援プログラムを提案する場合、まずは現状把握と課題抽出が不可欠であり、その上で途上国側が為すべき事は何かを明らかにする必要がある。そして、それらを踏まえて最終的に開発援助機関としての JICA が何を支援するのかという議論が可能となる。これらのステップを踏む必要があることは非常に重要な事項であり、十分に留意願いたい。そして、本支援ツールは、このステップの最初の現状把握及び課題抽出を行う際に定量的データの面から支援する役割を果たすものであることを理解した上で活用することが重要である。

このように本支援ツールの役割は基礎的な分析の提供であり、不足している情報もある。必要に応じ、追加情報を取得し、更に分析をする必要がある場合がある。そのような場合においても、本支援ツールを有効に活用することにより、追加情報の取得あるいはそのための現地調査、更にはその次のステップである対応方針の立案を効率的に進めることができる。

最適な協力プログラムの提案についても、本診断支援ツールを有効に活用することにより効率的に進めることが期待できる。本診断支援ツールは万能ではないが、うまく利用すれば大きな効果が得られると期待する。

図 2-1 電力セクター診断支援ツールの役割（赤丸の範囲）



2.2 診断項目

電力セクターの課題分析にあたっては、表 2-1 の 6 項目について診断を実施する。本 6 項目で電力セクターに関する課題の分析において実施すべき必要事項は網羅されており、これら 6 項目について適切な分析を実施することにより、課題が網羅的に炙り出されてくるようになることを意図している。

表 2-1 診断 6 項目

診断項目	分析事項
① アクセス	電力へのアクセス（国民と産業への電力供給）
② 低廉	電力の価格（およびコスト）
③ 低炭素	電力供給に係わる CO2 排出量
④ 低リスク	電力供給の信頼度
⑤ 効率性	電力およびエネルギーの消費効率性（省エネ度）
⑥ 財務健全性	電力の持続的供給に係わる財務健全性

診断 6 項目に関する分析結果の「クロスカントリー比較」や「ヒストリカル比較」が表やチャートで出力され、可視化がなされることは、課題についての理解が容易となり、課題の分析や解決を深めるとともに、更に必要な追加調査・分析を実施することが容易になると期待される。診断 6 項目は独立した存在ではなく、密接に相互的な関連がある電力セクターのそれぞれの断面であると言える。

本電力セクター診断支援ツールにおいては、各診断項目の診断結果を表す指標を基本指標と名付けている。基本指標は、複数のサブ指標により構成され、必要に応じ、各サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標を採用することとしている。補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。

2.3 ダイアグラム診断

途上国の電力セクターについて、診断 6 項目を素早く分析し、課題を可視化し、その国において今後の支援が必要と思われる分野を示唆する簡易的総合診断としてダイアグラム診断を開発した。今後更に改良を重ねる必要があるが、有効に利用すれば、レーダーチャートとして可視化して課題を浮かび上がらせており、問題点を見逃すことなく、次のステップへ踏み出すことができると考える。

2.4 簡易的なデータベースシステム

電力セクター診断支援ツールの開発に関するプロジェクト研究においては、電力セクターの各国における情報を収納するエクセルを利用した簡易的なデータベースシステムを構築した。データが格納されている場合には、診断項目に係わる主要な分析図表がクロスカントリー比較およびヒストリカル比較で出力されるようになっている。

簡易的システムは、定量的なデータのみならず一部の定性的なデータについても収納するように設計されている。しかし、定性的なデータは正確に記録しようとする、

その量は相当に多くなり、概要情報の記録に止めざるを得ない面があり、分析・診断ツールとして活用するには、限界があることも多い。定量的データについてもシステムに入力すべき情報量やその項目が多すぎるために入力の手数が膨大になりすぎると、利用が敬遠されることになる。また、利用の際の手順等が複雑過ぎる場合も、同様である。実際に利用しつつ、改良を重ねていくことが良いと考える。改良は、JICA 職員にとって使いやすいこと、利用価値が高いことを、その基準にするのが良いと考える。

簡易的システムにおいては、必須入力データの設定はしていない。一方、その逆に特定の国については、特別な事項についての経年的に注視を継続する必要がある場合もあり、柔軟な対応も重要と考える。

簡易的システムの説明書は「電力セクター診断支援ツール簡易的システム説明書」として別冊となっている。

2.5 電力セクター診断支援ツール参考情報

電力セクター診断支援ツールの各診断項目やその基本指標、サブ指標、補助指標に関する参考情報、世界全体の中での比較のための参考情報等を電力セクター診断支援ツール参考情報としての別冊を作成した。

別冊「電力セクター診断支援ツール参考情報」についても必要に応じ活用し、現状把握・課題分析あるいは途上国として採るべき政策・施策の検討や援助機関としての支援策を考える際の参考として利用願えればと考える。

3. 診断項目

3.1 アクセス

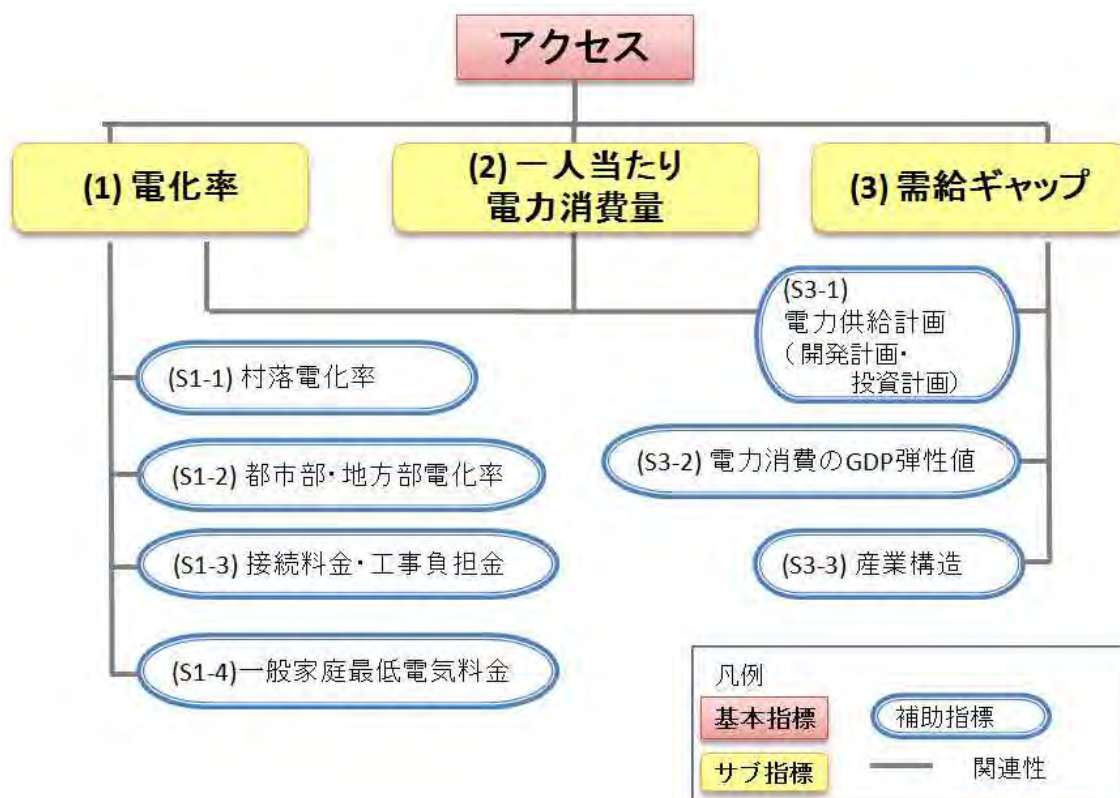
3.1.1 基本指標の定義

経済成長率とエネルギー消費の増加率は強い正の相関関係にある。そのため、開発途上国においては、民生及び成長のエンジンである産業セクターに対して十分な電力供給が為されているか否かを把握することは最も重要な視点の一つである。このような認識から、本診断ツールでは、アクセスという視点を基本指標の一つとして位置づけ、以下の通り定義する。また、複数のサブ指標を合成して総合的な基本指標とする必要がある点、換言すれば、複数のサブ指標に着目する理由を次に述べると共に診断体系図を示す。

$$\text{アクセス (A)} = \text{電化率 (X)} + \text{一人当たり電力消費量 (Y)} + \text{需給ギャップ (Z)}$$

$$A = \alpha X + \beta Y + \gamma Z$$

図 3-1 アクセスの診断体系図



サブ指標の選択理由

電化率は、一般に電力へのアクセスの代名詞でもあるが、国民の民生の向上・格差是正の観点から早期に 100%を目指す必要があるものと認識されている。そして、国全体の電化率の把握とともに、都市部の電化率と地方部の電化率の比較を行い格差の度合いを観察することが重要である。

次に一人当たりの電力消費量は、その国の近代化の度合いを測る上で重要な指標と言える。また、同程度の所得水準の国と比べた際のクロスカントリー比較は示唆に富んでいる。

最後に、需給ギャップであるが、これは潜在的に必要としている電力消費量に対して十分な電力が供給されているか否かを計る指標である。供給不足が存在する、すなわち需給ギャップが認められる場合は、潜在的成長率を達成できない重要な要因となっていることが多く、必ず注目すべき点である。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次 3.1.2 項の通りとする。関数の係数については、次章のダイアグラム診断において以下の通りとする。

α : 0.5、X : 電化率 100%を 100 ポイントとする。

β : 0.3、Y : 一人当たり年間電力消費量 3,000kWh を 100 ポイントとする。

γ : 0.2、Z : 需給ギャップがゼロの場合を 100 ポイントとし、20%を 0 ポイントとする。

3.1.2 サブ指標の解説

(1) 電化率（人々への電力普及率）

一般に電化率とは、世帯電化率のことであり、ここでもそれに従う。

$$\text{世帯電化率} = \left[\frac{\text{電力供給を受けている世帯数}}{\text{全世帯数}} \right] \quad (\text{パーセント})$$

（注 1）電力供給を受けている世帯数とは、その国の電気事業者の世帯向け電力供給契約口数とする。この統計データがない場合は、全供給契約口数等から推定し、全世帯数に関しても、データが存在しない場合は、地方電化政策や電化目標計画等

から推定する。

(2) 一人当たり電力消費量

右の式による。[$\frac{\text{国全体の電力消費量}}{\text{全人口}}$] (kWh/人・年)

(注2-1) 分母分子の基準年は同一とする。但し、統計が会計年度等によりずれている場合は最大6月までは許容範囲とする。

(注2-2) 消費量は販売量と等しいことから、国全体の電力消費量は、電気事業者による電力販売量総量(kWh、MWh、GWh)を使う。発電量や送電端供給量は使用しない。送配電ロスを含まない純供給量とするためであり、クロスカントリー比較を行う際の基準の統一を図る。

(3) 需給ギャップ

右の式による。[$\frac{\text{潜在需要}-\text{実供給}}{\text{潜在需要}}$] (パーセント)

(注3) 電力需要は刻々変化し、電力設備の供給力も設備の保守・点検を含め様々な事由により変動する。年間最大値を需給ギャップとする。

3.1.3 補助指標の解説

サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。

アクセスに関する補助指標として以下を定義する。

(1) 電化率の補助指標

(S1-1) 村落電化率（電化率の補助指標）

村落電化率 = [$\frac{\text{中心部や主要施設への電化完了村落数}}{\text{全村落数}}$] (パーセント)

村落電化率とは、ある村落の主要施設が電化されていれば、その村落は電化されていると見なし、全国の村落数を分母とする指標。電化率100%達成の中途段階として無電化村を減少させることを第一ステップの政策として掲げ、村落電化率を電化率の目標達成の基準としている途上国は多い。電化の達成率を分析する指標となる。但し、電化完了村落の定義が、国により異なることがあり、クロスカントリー比較を行う際は注意

を要する。

(S1-2) 都市部電化率、地方部電化率

都市部と地方部に分けて世帯電化率を算出している場合に、参考となる補助指標である。なお、都市部と地方部の定義が国によって同一とは限らず、クロスカントリー比較をする場合には、注意を要する場合がある。

(S1-3) 接続料金、工事負担金等

配電線は整備されているが、地方の世帯収入と比較して新規接続のために要する費用負担が高すぎて電化が進んでいない場合があり得る。このような費用負担の有無は、電化率向上の阻害要因を分析する上で重要な指標となり得る。

(S1-4) 一般家庭最低電気料金

低所得者層は電気の主たる用途が照明であり、使用量が少ない。そのような低所得者でも電気の利用が促進されるように月間使用量が少ない場合は、低い料率が適用される料金体系（Lifeline Tariff）が多く、多くの国で採用されている。換言すれば、料金体系が電化率の多寡を左右する要因の一つと言える。そのため、料金体系の調査・分析は電化率の含意を理解する上で必要な補助指標とする。なお、クロスカントリー比較の対象としては、その国における最低料率適用の料金とする。

(2) 需給ギャップの補助指標

(S3-1) 電力供給計画（開発計画・投資計画）

開発計画や投資計画を含む電力供給計画が適切に立案されていることと、その実施状況は将来の電力需給ギャップを左右する要因で重要である。分析内容としては、適切に需要予測が立案されているか、供給力の整備が計画通り実行されているか、運営管理体制にも問題はないか等がある。電力供給改革には、地方電化計画も含まれ電化率においても重要である。但し、これらの内容は、現地調査等を実施せずに、適切な分析が困難であることも多い。定性的データも多く、本診断ツールにおいては、可能な範囲で調査・分析することとする。

(S3-2) 電力消費の GDP 弾性値

GDP と電力消費が完全な比例関係にある場合は電力消費の GDP 弾性値は 1.0 である。途上国の場合、電化率上昇に伴う消費の増加や、電力利用・消費による産業活性化があることから、一般的には GDP 弾性値が 1.0 より大きいことが通常である。GDP 弾

性値が 1.0 以下である場合には、需給ギャップが存在する可能性があり、調査が必要である。このようなことから電力消費の GDP 弾性値を補助指標とする。

(S3-3) 産業構造

工業化が進むと電力需要が増加し、電力多消費産業があれば、一人当たりや GDP 当たりの電力消費量が増加する。そのため、電力需給ギャップが生じている要因の一つとして産業構造の変化に着目することは重要である。

3.2 低廉

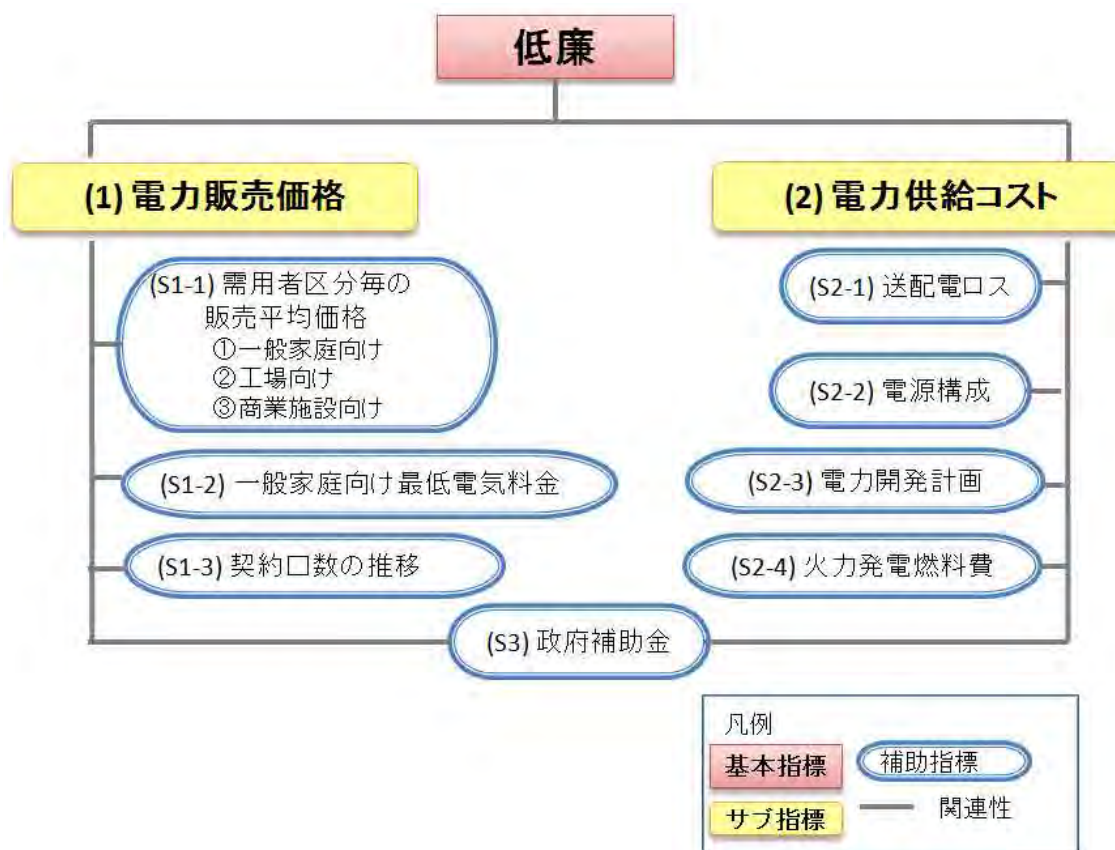
3.2.1 基本指標の定義

近代社会はエネルギー消費抜きには成り立たず、電力価格は、大半の経済活動に大きな影響を及ぼす。開発途上国が成長を加速させるためには、低廉な電力供給を確保することが重要である。このような認識から、本診断ツールでは、低廉という視点を基本指標の一つとして位置づけ、以下の通り定義する。また、これについても複数のサブ指標を合成して総合的な基本指標とし、次項で解説する。

$$\text{低廉 (B)} = \text{電力販売価格 (X)} + \text{電力供給コスト (Y)}$$

$$B = \alpha X + \beta Y$$

図 3-2 低廉の診断体系図



サブ指標の選択理由

電力販売価格は、電力を利用し、消費する人々と産業が供給を受ける価格である。低廉を構成する指標そのものである。

電力供給コストは、消費・需要サイドではなく、供給事業者サイドの指標である。しかし、見た目の電力販売価格が低くても、電力の供給コストが高ければ、どこかに歪みが生じており、一国経済として健全な状態ではない場合が考えられる。このため、単に電力販売価格に着目するのみならず、電気事業者の電力供給コストもサブ指標の一つとする。また、低廉としての電力販売価格を下げるためには、供給コストにも踏み込んで分析し、最適な電源構成で最適な送配電網の整備が確立されているかも補助指標の中で調査する。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次 3.2.2 項の通りとする。関数の係数については、次章のダイアグラム診断において以下の通りとする。

α : 0.6、 X : 比較基準価格¹と同一の場合を 50 ポイントとし、低い場合は、その差（パーセント）を 50 ポイントに加点し、高い場合は減点する。比較基準価格より 50% 以上低い場合は 100 ポイントで、50% 以上高いと 0 ポイントとなる。

β : 0.4、 Y : 比較基準コスト¹と同一の場合を 50 ポイントとし、低い場合は、その差（パーセント）を 50 ポイントに加点し、高い場合は減点する。

3.2.2 サブ指標の解説

(1) 電力販売価格

電力販売価格は、政府補助金を含めた電力販売平均単価をその指標とする。計算

¹ 比較基準価格と比較基準コスト：低廉に関して価格とコストを比較する場合、相対比較とならざるを得ない。世界平均の電力価格と電力コストを基準とする方法も存在する。しかし、実務的には相当な煩雑さと正確なデータ取得に困難さがある。比較基準価格と比較基準コストは、本マニュアルにおける用語である。

なお、次章のダイアグラム診断においては、次の計算式を使って国際原油価格を基準として計算した数値を比較基準価格と比較基準コストとした。

比較基準価格 = 比較基準コスト =

国際原油価格（米ドル/バレル） \times 0.1886（1/100 バレル/kWh）+ 3.5（米 \yen /kWh）

（注）電力供給に要する 1kWh 当たりのエネルギーを原油 0.001886 バレル（0.3 リットル）と想定し、設備費・維持管理費・人件費等を 3.5 米 \yen /kWh と想定しての計算である。なお、原油 0.3 リットルは約 11.4MJ であり、電力供給に対する熱効率率は 31.7% に相当し、発電所内動力や送配電ロスも考慮して比較値として妥当と考える。

絶対評価において、原油価格を基準とした方法が妥当でないとも言える。しかし、類似国の相対比較結果においては、特に問題はないと考える。なお、特定国の価格とコストを基準として類似国を比較することも興味ある結果が期待できる。

式は次の通り。

$$\text{電力販売平均単価} = \left[\frac{\text{電気事業者の電力販売収入(USD 換算額)}}{\text{電気事業者の電力販売量}} \right] \quad (\text{米キ㇔/kWh})$$

- (注1-1) 電気料金の値上げ幅を小さくするため等その他、政府補助金が支払われている場合は、政府補助金も電力販売収入に含めた実質の電気料金とする。
- (注1-2) 電気事業者の電力販売収入とは、電力以外の収入を除いた電力販売の対価として収入すべき金額とする。(接続料金、工事負担金等は原則除外とするが、含まれても良いこととする。) なお、電気事業者が電気事業以外の事業にも従事し、連結財務諸表のみの発表である場合においても、セグメント情報等により電力販売に係わる収入を把握する。財務諸表において燃料費調整額等が売上高に含まれず、燃料費等の調整額として費用を減少させる項目として表示されている場合がある。このような場合においては、当該額を販売収入に加算すると同時に、費用を増額する。
- (注1-3) USD 換算額は、事業者の収入会計年度の平均為替レートにより換算する(クロスカントリー比較を可能とするため)。当該国のみを目的として電気料金を分析する場合は、USD 換算をしなくても良い。
- (注1-4) 電気事業者が複数存在する場合は、全事業者の合計とする。その国の電気料金水準の分析を目的としているため。(影響度を無視できる場合は、合計から除外して良い。) なお、自らは小売りを行っていない電力卸売り専業の事業者は含めず、卸売りと小売りの双方の事業を行っている場合は、小売り販売売上のみを対象とする。
- (注1-5) 計算式分母の電力販売量とは、需要家に販売した電気量であって、発電量ではないことに留意必要。(送配電ロスが関係するので、5%~20%以上の誤差が生じる)

(2) 電力供給コスト

電力供給コストは、電力供給平均原価をその指標とする。計算式は次の通り。

$$\text{電力供給平均原価} = \left[\frac{\text{電気事業者の電力販売総原価(USD 換算額)}}{\text{電気事業者の電力販売量}} \right] \quad (\text{米キ㇔/kWh})$$

- (注 2-1) 電気事業者の電力販売総原価とは、発電、送電、配電を含めた全ての原価合

計であり販売費及び一般管理費の他金融費用も含めた総合計費用とする。電気事業以外の事業に係わる費用・原価は除外し、財務諸表上分離しての表示がない場合は、合理的な推定額を控除する。

- (注2-2) 電力販売総原価に全てを含めることから、受取利息があれば費用の減少となるが、外貨レートの変動による為替差損益も費用の増減となることから、煩雑な分析をせずに電気事業に係わる収入以外の項目は全て費用として扱うこととする。なお、法人税等も費用に含め、税効果会計の適用により法人税が収益となっている場合も、費用の減少とする。
- (注2-3) USD 換算額は、事業者の収入会計年度の平均為替レートにより換算する。当該国のみを目的として電気料金を分析する場合は、USD 換算をしなくても良い。
- (注2-4) 電気事業者が複数存在する場合は、全事業者の合計とする。その国の電気供給コストの分析を目的としているため。(影響度を無視できる場合は、合計から除いて良い。) なお、小売り事業者のみの総費用とし、卸売り事業者は含めない。
- (注2-5) 計算式分母の電力販売量は、電力販売平均単価の(1)式の分母と同一とする。需要家に販売した電気量であって、発電量ではない。

3.2.3 補助指標の解説

サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。低廉に関する補助指標としては、以下を定義する。

(1) 電力販売価格の補助指標

(S1-1) 需要者区分毎の販売平均単価

$$\text{一般家庭向け販売平均単価} = \left[\frac{\text{一般家庭向け電力販売収入(USD 換算額)}}{\text{一般家庭向けの電力販売量}} \right] (\text{米キㇿン/kWh})$$

$$\text{工場向け販売平均単価} = \left[\frac{\text{工場向け電力販売収入(USD 換算額)}}{\text{工場向けの電力販売量}} \right] (\text{米キㇿン/kWh})$$

$$\text{商業施設向け販売平均単価} = \left[\frac{\text{商業施設向け電力販売収入(USD 換算額)}}{\text{商業施設向けの電力販売量}} \right] (\text{米キㇿン/kWh})$$

需要家種別の料金体系を表している。上記 3 区分は、多くの場合、料金体系が異なり、電気事業者は料金体系区分毎の収入や販売量の統計を公表しており、通常は入手可能である。複数の電気事業者が存在する場合に、代表的な事業者のみを対象としての分析でも良い。

(S1-2) 一般家庭向け最低電気料金

アクセスの補助指標（3.1.3 項（S1-4））と同一であることから、説明を省略する。

(S1-3) 契約口数の推移

一般家庭向け、工場向け、商業施設向け、その他と区分した場合の契約口数の推移が正常と考えられる範囲か分析する。

(2) 電力供給コストの補助指標

(S2-1) 送配電ロス

$$\text{送配電ロス} = \left[\frac{\text{消費電力量の合計} - \text{発電所からの供給電力量の合計}}{\text{発電所からの供給電力量の合計}} \right] \quad (\text{パーセント})$$

発電所から供給された電力が流通過程の送電・配電でいくら失われたかの指標である。計算式の分母・分子の電力量の単位は kWh、MWh、GWh のいずれかであり、分母も分子も同一単位とする。なお、発電所内においても消費される所内動力消費があるが、送配電ロスには含めない。

送配電ロスの減少は電力流通設備における電力損失であり、この減少に成功すれば、その分だけ電力供給を節約させることができコスト削減となる。また、逆に見れば、損失の回復分だけ新規の電源を増強したことと同じ意味があり、電力供給能力向上が喫緊の課題の系統では、電源開発よりスピーディーかつ安価に供給増を達成できる手段となるケースもあり、重要な着目点である。

送配電ロスには、設備品質に起因するテクニカルロスのみではなく盗電等によるノンテクニカルロスも関係していることがあり得る（特に送配電ロス率が 15% より高い場合）。テクニカルロスとノンテクニカルロスは、調査が実施されていない場合には区別が困難であるが、高い送配電ロスにはノンテクニカルロスが関係しているとして対処すべきである。

(S2-2) 電源構成

その国に適した最適電源構成となっており低コスト供給に適した電源構成であるかを分析する。水力、火力（燃料別）、内燃機、再生可能エネルギーとした区分での電源構成の分析をする。また、複数の事業者や IPP が存在する場合は、事業者や IPP のカテゴリでの電源構成分析が望ましい。なお、近年、電力供給コストを押し上げている要因として燃料費高騰が大きいことから、火力や内燃機の構成比には注目する必要がある。また、IPP の売電価格は明らかにされていないケースもあるが、高コストの IPP 依存がコスト上昇の一因になっている場合もあり、この点に十分留意することが必要である。

(S2-3) 電力開発計画

電力需要の増加に対応しての電力開発計画がなされているかというアクセスの観点に加え、低コスト供給を目指した最適な電源および送配電網の計画となっているか、将来の電源構成も踏まえ、将来のコストを分析する上における重要な情報である。

(S2-4) 火力発電燃料費

火力発電において燃料費が発電コスト中に占める割合は大きい。供給総コスト中に占める火力発電燃料費の割合、火力発電の中でそれぞれの燃料が占める割合、燃料調達に関する特殊要因の有無等の情報を可能な範囲で入手・分析する。

発電所の性能分析に関しては、熱効率、ヒートレート、燃料消費率のいずれかを使用する。

$$\text{熱効率} = \left[\frac{\text{発電供給エネルギー量}}{\text{消費燃料エネルギー量}} \right] \quad (\text{パーセント})$$

$$\text{ヒートレート} = \left[\frac{\text{消費燃料エネルギー量}}{\text{発電供給電力量 (kWh)}} \right] \quad (\text{kJ/kWh or BTU/kWh or Kcal/kWh})$$

$$\text{燃料消費率} = \left[\frac{\text{消費燃料量(g)}}{\text{発電供給電力量 (kWh)}} \right] \quad (\text{g/kWh})$$

(注1) エネルギー量の単位換算表は冒頭の目次の次に掲載している。

(注2) 燃料のエネルギー量には、高位発熱量 (HHV) と低位発熱量 (LHV)²があり、

² 高位発熱量(HHV: High Heat Value)は総発熱量(GCV: Gross Calorific Value)、低位発熱量(LHV: Low Heat Value)は真発熱量 (NCV: Net Calorific Value)とも呼ばれる。化石燃料は水素と炭素を含有し、燃焼結果水素は H₂O に炭素は CO₂ への化学変化を起こす。H₂O (水) は燃焼結果水蒸気となるが、発熱量に水蒸気の潜熱を含むか含まないかが HHV と LHV の差である。

熱効率とヒートレートはHHVで計算されることもあるし、LHVで計算されることもある。そのため、10%以上の差が生じることがあり、注意を要する。

(注3) 石炭については炭種により発熱量の差が大きい。発電所毎に供給元の鉱山が異なり、使用している石炭が異なることは多い。

(3) 政府補助金

料金あるいは燃料等に対して政府補助金が支払われていることがある。電気事業者の財務諸表等から補助金額を調査する。補助指標であるが、補助金の存在により供給コスト削減や省エネルギーに向けたインセンティブが働き難くなったり、政府財政の悪化や、政府の必要な政策実施に対しての足かせとなっていることもあり得るので、調査は必要である。特に近年では、気候変動対策の観点から化石燃料補助金に対する国際世論は厳しくなっており、補助金が適切な電源構成を歪める要因となっていないか注視する必要がある。

る。例として、メタンは、LHVは802.3 kJ/moleであり、HHVでは890.4 kJ/moleであり10%程の差がある。

HHVもLHVも双方とも使用され、HHVやLHVであることの注釈がないことも多い。統計分野ではHHVが使用されることが多く、機器設計分野ではLHVが使用されることが多い。

3.3 低炭素

3.3.1 基本指標の定義

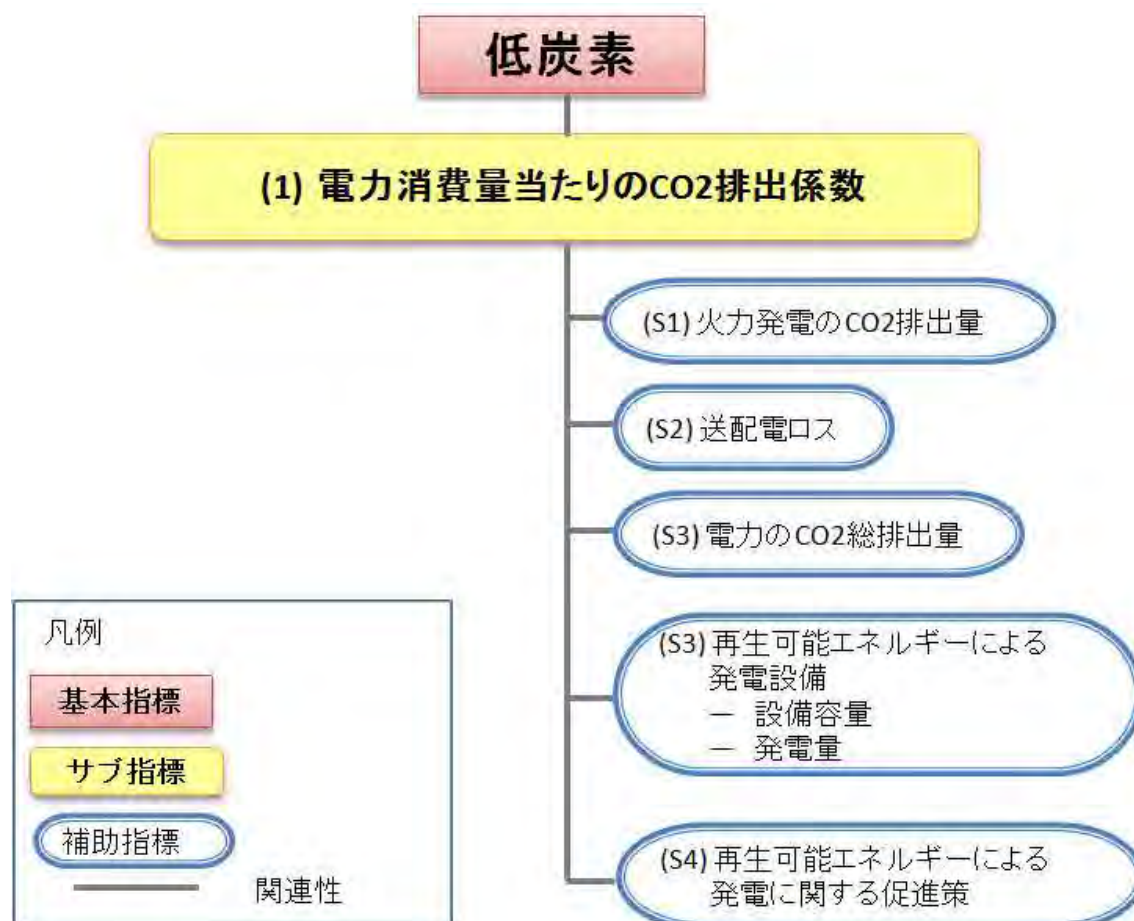
地球環境に配慮した持続的成長が途上国にも求められているとの観点から、電力分野における低炭素排出の実現度を評価して開発課題を分析する必要がある。このような認識から、本診断ツールでは、低炭素という視点を基本指標の一つとして位置づけ、単位電力消費量当たりのCO₂排出量を以ってこれを定義する。

次のサブ指標を基本指標とし、次項で解説する。

低炭素 (C) = 電力消費量当たりのCO₂排出係数 (X)

$$C = \alpha X$$

図 3-3 低炭素の診断体系図



サブ指標の選択理由

電力システム全体として如何に低炭素なシステム構成が実現できているかを見るため、一単位当たりの電力消費量に対する CO₂ 排出係数 (CO₂・g/kWh) をサブ指標とする。

再生可能エネルギーへの取組状況を補助指標とする。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次 3.3.2 項の通りとする。

α : 1.0

X : 50 — (その国の電力消費量当たりの CO₂ 排出係数 — 基準 CO₂ 排出係数)
x 1/8

基準 CO₂ 排出係数を 600g-CO₂/kWh (2011 年世界平均は 602 g-CO₂/kWh) とした場合、200 g-CO₂/kWh は 100 ポイントなり、1000 g-CO₂/kWh はゼロポイントとなる。

3.3.2 サブ指標の解説

(1) 電力消費量当たりの CO₂ 排出係数

電力消費量当たりの CO₂ 排出係数 = $\left[\frac{\text{発電で燃焼した化石燃料からの CO}_2 \text{ 排出量}}{\text{年間販売電力量合計}} \right]$
(g-CO₂/kWh)

(注1) 化石燃料からの CO₂ 排出量を計算する方法は参考資料編の 2.3.1 節に記載している。

(注2) 数式分子及び分母はそれぞれ年間 CO₂ 排出量及び年間販売電力量合計とするが、統計の都合上年度の数字による計算の方が容易な場合は、年度で良い。

(注3) 電力輸入があった場合は、分母の年間販売電力量合計から、輸入量を控除し、輸出があった場合で輸出量が販売量に含まれていない場合は、加算する。

(注4) 数式分子の発電で燃焼した化石燃料とは火力発電の燃料消費量であり、デ

ディーゼル発電あるいはガスタービン発電による燃料油やガスの消費も含む。

(注5) 数式分子の発電で燃焼した化石燃料には、IPPを含む電気事業者の全てと自家発電での燃料消費も含む。(その国のエネルギーバランス表から算出せざるを得ないことも多い。)

3.3.3 補助指標の解説

サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。低炭素に関する補助指標としては、以下を定義する。

(S1) 火力発電の CO2 排出係数

火力発電の CO2 排出係数 $\left[\frac{\text{発電で燃焼した化石燃料からの CO2 排出量}}{\text{全火力発電電力量合計}} \right]$ (g-CO2/kWh)

電力の CO2 排出量を削減する方法としては、火力発電の熱効率改善、CO2 排出量が低い燃料への転換、CO2 を排出しない再生可能エネルギー、地熱発電、水力発電の増加あるいは送配電ロスの低減等がある。火力発電のみについての CO2 排出係数も補助指標とする。なお、統計によっては、火力発電電力量合計は発電端の合計量のみでしか補足できないことがあり、クロスカントリー比較においては注意を要する。

(S2) 送配電ロス

低廉のサブ指標である電力供給コストについての補助指標(2)の(S2-1)と同一であり、次式がその指標であるが、式が示すように送配電ロスを低減すれば、同一消費電力に対して発電量は小さくなり、CO2 排出量の削減となる。

送配電ロス $= \left[\frac{\text{消費電力量の合計} - \text{発電所からの供給電力量の合計}}{\text{発電所からの供給電力量の合計}} \right]$ (パーセント)

(S3) 電力の CO2 総排出量

サブ指標(1)の分子である「発電で燃焼した化石燃料からの CO2 排出量」であり、単位は ton-CO2 とする。サブ指標(1)の消費電力 kWh 当たりの CO2 排出量を基本とするが、国によっては一次エネルギーの選択範囲は限られている場合もあり、島嶼国のような場合には、設備面での制約もあることから CO2 総排出量も補助指標とする。

(S4) 再生可能エネルギーによる発電設備の設備容量 (MW) と発電量 (MWh)

再生可能エネルギーによる発電設備の設備容量 (MW) と発電量 (MWh) を再生可能エネルギーの種別毎の小水力、地熱、風力、太陽光、太陽熱、バイオマス、廃棄物、その他に区分してデータを取得する。なお、グリッド非接続の設備や熱利用のみの設備は対象外として良い。

(S5) 再生可能エネルギーによる発電に関する促進策

再生可能エネルギーによる発電に対する固定料金 (FIT) 買取制度が多く導入されているが、FIT 制度に限らず、再生可能エネルギーに関する補助金、税優遇等も含め促進策に関する情報を可能な範囲で入手する。なお、再生可能エネルギーの導入政策については、科学的合理性及び経済的合理性に鑑みて適切な政策が施行されているか否かについて検証することは重要である。

3.4 低リスク

3.4.1 基本指標の定義

エネルギーの安定供給は、持続的かつ安定的な経済発展の必要条件であることから、これを脅かすリスクの低減は非常に重要な課題である。この課題解決には、一次エネルギーの安定確保、エネルギー・ベストミックス、天候リスクの回避・軽減、系統安定化等が関係する。このような認識から、本診断ツールでは、低リスクという視点を基本指標の一つとして位置づけ、電力の継続的供給の遮断に関する2つのサブ指標を合成して以下の通り定義する。

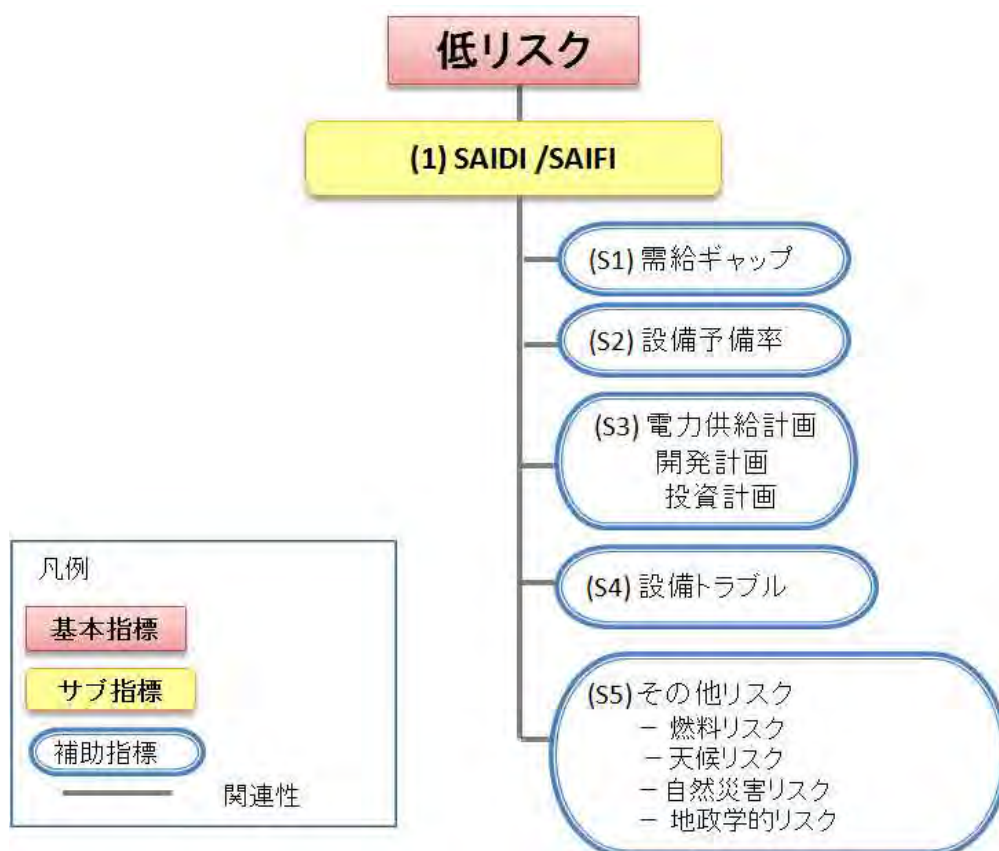
$$\text{低リスク (D)} = \text{SAIDI (X)} + \text{SAIFI (Y)}$$

$$D = \alpha X + \beta Y$$

(注1) SAIDI (System Average Interruption Duration Index) は、顧客一軒当たり年間停電時間であり、単位は時間/軒で表される。

(注2) SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) は、顧客一軒当たり年間停電回数であり、単位は回数/軒で表される。

図 3-4 低リスクの診断体系図



サブ指標の選択理由

ここでは、需要家側における実際の電力供給遮断の発生がリスクの具現化であると捉え、SAIDIとSAIFIをサブ指標として選択し、それらを合成して基本指標としている。

なお、SAIDIとSAIFIの統計が整備されていない国については、電力の安定供給を脅かす原因となっている事象や背景を補助指標とし診断をする。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次3.4.2項の通りとする。関数の係数については、次章のダイアグラム診断において以下の通りとする。

$\alpha : 0.5$ 、 $X : 100 - \text{SAIDI} \times 5$ とする。年間0時間の場合は100ポイントとなり、20時間を超えるとゼロになる。

$\beta : 0.5$ 、 $Y : 100 - \text{SAIFI} \times 5$ とする。年間0回の場合は100ポイントとなり、20回を超えるとゼロになる。

なお、SAIDIとSAIFIの統計が存在しない国の場合には補助指標のみで診断をすることとなる。供給遮断の原因として一番多いのは需給ギャップと考えられる事から、その場合は、次の式とする。この場合の最大ポイントは50ポイントであり、需給ギャップが20%以上の場合はゼロとする。

$50 - \text{需給ギャップ (パーセント)} \times 2.5$

(SAIDI、SAIFIの統計が存在しない場合は、50ポイントを最高ポイントとし、需給ギャップ20%でゼロポイントになる。)

(注) SAIDI、SAIFIの統計が存在の有無により、最高点が100ポイントと50ポイントであり、その差は大きい。SAIDI、SAIFIの統計整備を重要事項と考えることから、統計が存在しない場合のポイントはあえて最高50ポイントとした。

3.4.2 サブ指標の解説

(1) SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

$$\text{SAIDI} = \left[\frac{\text{(停電時間} \times \text{停電した需要家数)の合計}}{\text{需要家合計}} \right] \text{ (時間/軒)}$$

(注) SAIDIは分で表現することもあるが、本電力診断ツールにおいてはクロスカントリー比較のために時間で統一する。

(2) SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

$$\text{SAIFI} = \left[\frac{\text{停電影響を受けた需要家数の年間合計}}{\text{需要家合計}} \right] \quad (\text{回/軒})$$

3.4.3 補助指標の解説

(S1) 需給ギャップ

3.1.2 のアクセスに関するサブ指標 (3) と同一である。需給ギャップが存在する場合は、供給制限を実施せざるを得ない。需給ギャップが大きいほど、供給遮断が必要な需要家数が増加し、またピークを中心とした遮断時間も長くなっているものと推測される。

(S2) 設備予備率

一般に電力系統では、発電設備の予期しないトラブルや想定以上の需要の増加に備え、予備の供給力を常に確保しておく必要がある。

$$\text{予備率} = \left[\frac{\text{発電設備能力(実態)の合計} - \text{想定ピーク電力}}{\text{想定ピーク電力}} \right] \quad (\text{パーセント})$$

予備率が公表されている場合は、公表されている予備率とし、されていない場合は、次式による参考予備率を計算し、参考値として使う。

$$\text{参考予備率} = \left[\frac{\text{ピーク時供給力(定格)の合計} - \text{想定ピーク電力}}{\text{想定ピーク電力}} \right] \quad (\text{パーセント})$$

(注) 予備率の分子は、発電設備の定格容量の単純合計ではなく、実際の供給能力で評価される必要がある。そのためには、実際に計測した発電能力を集計し、なおかつ、メンテナンス停止の状態も考慮せねばならず、系統運用者でないと測定困難と言える。

(S3) 電力供給計画・開発計画・投資計画

アクセスと低廉の補助指標にもなっているが、将来の電源構成を含め供給設備に関わり、需給ギャップが存在する場合は、その解消に向けた計画となっているかは、低リスクに関係する重要な情報である。

(S4) 設備トラブル情報

設備トラブルによる供給遮断の発生も途上国では注視すべき現象である。設備トラ

ブル情報は、トラブルの内容に加え、その対策・対応能力である保守・運転・運営技術能力と共に取得する必要がある。公開されている情報で正確に把握することは困難であることが多く、設備トラブルは純技術的な分野にその原因が限られるのではなく、予算・資金面を含めた経営に関する事項も関係する。設備老朽化によるトラブルの増加や運転出力や性能の低下については、保守状況とも関係があり、更には対策についても新規代替設備の建設が有効か改良・改善を含む保守が適切かの検討も必要となる。

(S5) その他リスク（燃料、天候、自然災害等）

火力発電の燃料には、市況リスクや輸入に伴う為替変動リスクがあるが、それらのリスクに加えて地政学的リスクに伴う燃料供給中断リスクも皆無ではない。また、国内の化石燃料資源の枯渇リスクも想定し得る。特定の燃料への依存度が高い場合には、これらのリスクに対して脆弱であり留意が必要である。

降水量、日射量や風速といった天候によって発電量が大きく左右される再生可能エネルギーにおいては、天候リスクを抱えていることを無視してはならない。特に、慢性的に需給ギャップを生じている途上国においては、天候リスクのある電源の設備容量は、信頼できる電源容量としてはカウントできないことに留意が必要。また、火力や蓄電池などのバックアップ電源を必要とし、二重投資になる可能性があることも認識する必要がある。例えば、太陽光や風力に比べて天候リスクが低いとされる水力発電においても、渇水時の発電量減少リスクが広く頻繁に経験されている。そして、渇水用の予備発電設備の設置や緊急発電機の保有やリースも散見されている。

地震、津波、洪水、高潮など自然災害も電力供給途絶のリスクを孕んでいるが、その対応策としては、バックアップ発電所の整備や、迂回送電線の建設が考えられる。但し、需要の伸びに追いつくための電力供給設備増強が最重要となっている場合に、災害バックアップ設備にまで投資が行き届かないことは通常である。

最後に、再生可能エネルギーの導入の機運の高まりを受けて近年顕在化してきているリスクとして系統の不安定化のリスクがある。これは、風力発電や太陽光発電のような出力変動の大きな設備が電力系統に接続された場合、一定の規模を超えるとその電圧変動や周波数変動を系統が受容仕切れなくなって停電を引き起こしてしまうリスクのことである。大規模な風力や太陽光発電が系統接続される場合には、系統解析を行い、必要に応じて系統安定化のためのシステム構築が必要となる。

3.5 効率性

3.5.1 基本指標の定義

地球環境の維持や生産性の向上の観点から途上国においても、エネルギー資源を効率的に利用することは極めて重要であり、また、エネルギー消費を抑制しようとする省エネの発想は、過大な電力設備投資を回避する上で重要な視点である。このような認識から、本診断ツールでは、効率性という視点を基本指標の一つとして位置づけ、電力消費原単位を以ってこれを定義する。

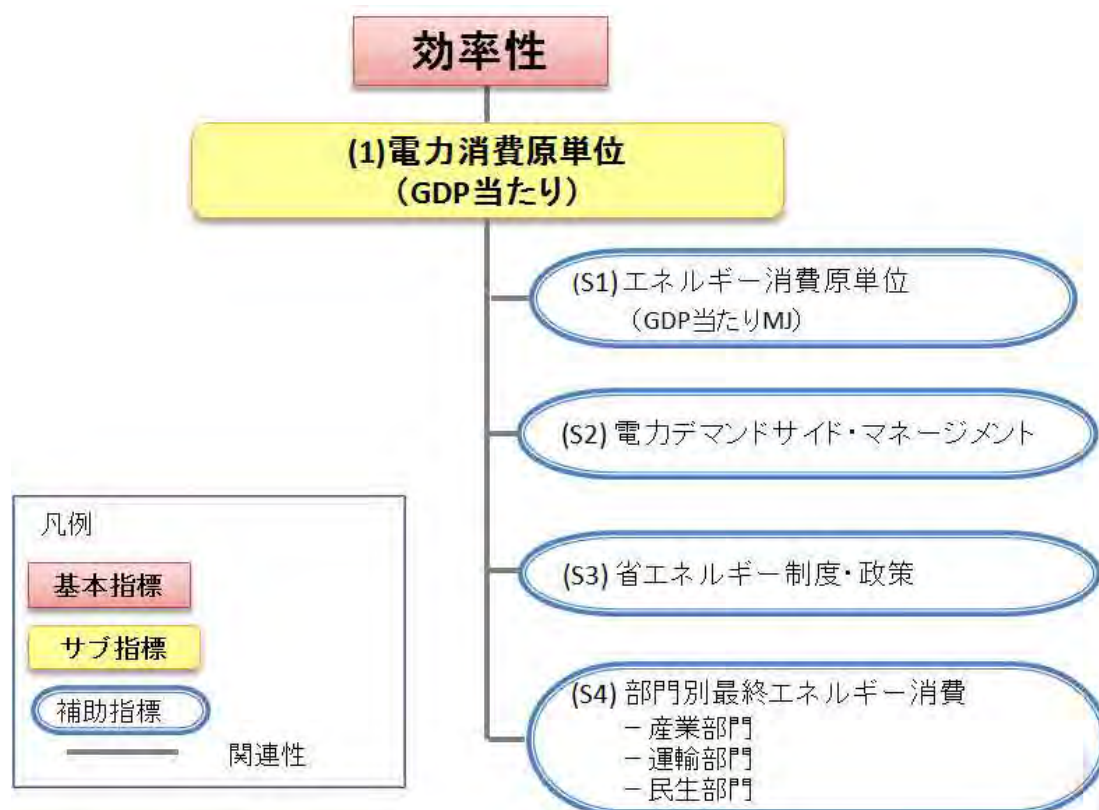
エネルギー資源賦与状況、資源へのアクセス、人口、発展度合いや産業構造等は国による差が大きい。効率性についての諸指標に関しては、ヒストリカル比較がその国の省エネの達成進捗の指標として有効と考えられるが、クロスカントリー比較については困難な面もある。

次のサブ指標を基本指標とし、次項で解説する。

$$\text{効率性 (E)} = \text{電力消費原単位 (X)} \times \text{補助係数 (Y) (エネルギー消費原単位)}$$

$$E = X \times Y$$

図 3-5 効率性の診断体系図



サブ指標の選択理由

効率性においては、電力およびエネルギーの消費効率性（省エネ度）を分析するが、電力需用者およびエネルギー利用者は、多岐にわたり、その数も多い。有効な電力とエネルギーの節約は、エネルギー使用をその分の節約減少を実現させるだけではなく、それに対応する供給力の不要な予備対応力を節約し、金銭・財務的な経済効果は大きい。

電力に関して全てを包括する指標としての GDP 当たりの電力消費原単位（Wh/GDP USD）を一つのサブ指標とし、加えて、エネルギー消費効率の改善は、一次エネルギーの消費節減に結びつくことにより達成されることから、GDP 当たりの一次エネルギー消費原単位をもう一つのサブ指標として選定する。クロスカントリー比較を行う目的では、GDP は名目値をその年の平均為替レートにより米ドル換算して実施することとしている。しかし、ヒストリカル比較の場合は、実質 GDP を使い、指数化しての比較の方が適切である。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次 3.5.2 項の通りとする。関数の係数については、次章のダイアグラム診断において以下の通りとする。

X：比較基準電力消費原単位を 300Wh/GDP USD とし、これより低い場合は、50 ポイントに 5Wh/GDP USD につき 1 ポイントを加点し、高い場合は 5Wh/GDP USD につき 1 ポイントを減点する。すなわち、50Wh/GDP USD の場合は 100 ポイントとなり、550Wh/GDP USD 以上の電力消費の場合は、ゼロポイントとなる。

Y：X の補助係数としてエネルギー消費原単位から導く。比較基準エネルギー消費原単位を 12MJ/GDP USD とし、比較基準エネルギー消費原単位と同一の場合は、1.0 とし、これより低い場合、Y は 1MJ/GDP USD につき 0.01 を加えた係数とし、高い場合は 1MJ/GDP USD につき 0.01 を減じた係数とする。Y 係数の最高値は 1.2 として、最低値は 0.8 とする。また、 $X \times Y$ として求めた基本指標は最大 100 で、最低は 0 とする。

3.5.2 サブ指標の解説

$$(1) \text{ 電力消費原単位} = \left[\frac{\text{電力消費量}}{\text{GDP (米ドル換算)}} \right] \text{ (Wh/GDP USD)}$$

電力に関する省エネ度の指標である。なお、省エネの効果ではなく、電化率が低いために電力消費原単位が低くなっている可能性や、供給不足が GDP の伸びを抑えている懸念についてもチェックをする必要はある。

(注) ヒストリカル比較を実施する際には、GDP は名目値ではなく実質値を採用する。あるいは、実質 GDP に対する電力消費原単位を指数化して、ヒストリカル比較を実施する。

3.5.3 補助指標の解説

サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。低廉に関する補助指標としては、以下を定義する。

(S1) エネルギー消費原単位

効率性についての合成関数の中に、X の補助係数 Y として組み入れており、次の計算式で算出する。

$$\text{エネルギー消費原単位} = \left[\frac{\text{一次エネルギー消費量}}{\text{GDP (米ドル換算)}} \right] \quad (\text{MJ/GDP USD})$$

(注 1) エネルギーバランス表の一次エネルギーを分子とするが、エネルギーバランス表の発行は、時間を要する。日本の 2012 年度エネルギーバランス表が資源エネルギー庁により公表されたのは、2014 年 4 月 15 日であった。分子と分母の基準年を同一年とすることに注意を要する。

(注 2) エネルギーバランス表を当該国が発行していない場合には、IEA が Web に掲載している各国のエネルギーバランス表を利用することが考えられる。なお、IEA は TOE (Ton Oil Equivalent : 石油トン換算) をエネルギー単位としており、1 TOE = 42GJ のようにジュール換算する必要がある。また、国によっては、BOE (バレル換算) や石油キロリットル換算や BTU 等の場合もあり、注意を要する。

(S2) 電力デマンドサイドマネージメント

電力需要家が需要負荷をコントロールすることにより負荷平準化を図り、契約電力容量 (MVA) を低くすることにより、月間電気料金を安くすることが一つの電力デマンドサイドマネージメントである。

上記は、需要家にとって契約電力容量 (MVA) 引き下げによる経費節約効果が負荷コントロールの負担がより小さければ成立する。一方、需要平準化は電力供給事業者にとっても設備負担を減少し、予備力の確保、不必要な設備投資の削減等の恩恵がある。更に積極的に、推進するには、時間帯・季節別料金等を組み合わせることが可能である。

時間帯別料金を導入するためには、時間帯別の電力量を計測するメータの設置が不可欠であり、これを更に進化させればスマートメータの採用となる。スマートメータであれば、1 時間、30 分、10 分、5 分等細かい時間帯別の料金設定や市場取引も可能となる。

電力消費原単位のサブ指標として、デマンドサイドマネージメントに対して、どのようなインセンティブが存在するかを、可能な範囲で調査、分析する。

(S3) 省エネルギー制度・政策

デマンドサイドマネージメント以外の、需要家が使用する電力やエネルギー利用機器の性能向上により省エネルギーを達成する制度・政策等を、可能な範囲で調査、分析する。

(S4) 部門別最終エネルギー消費

民生部門、産業部門、運輸部門における最終エネルギー消費量の分析を行う。

3.6 財務健全性

3.6.1 基本指標の定義

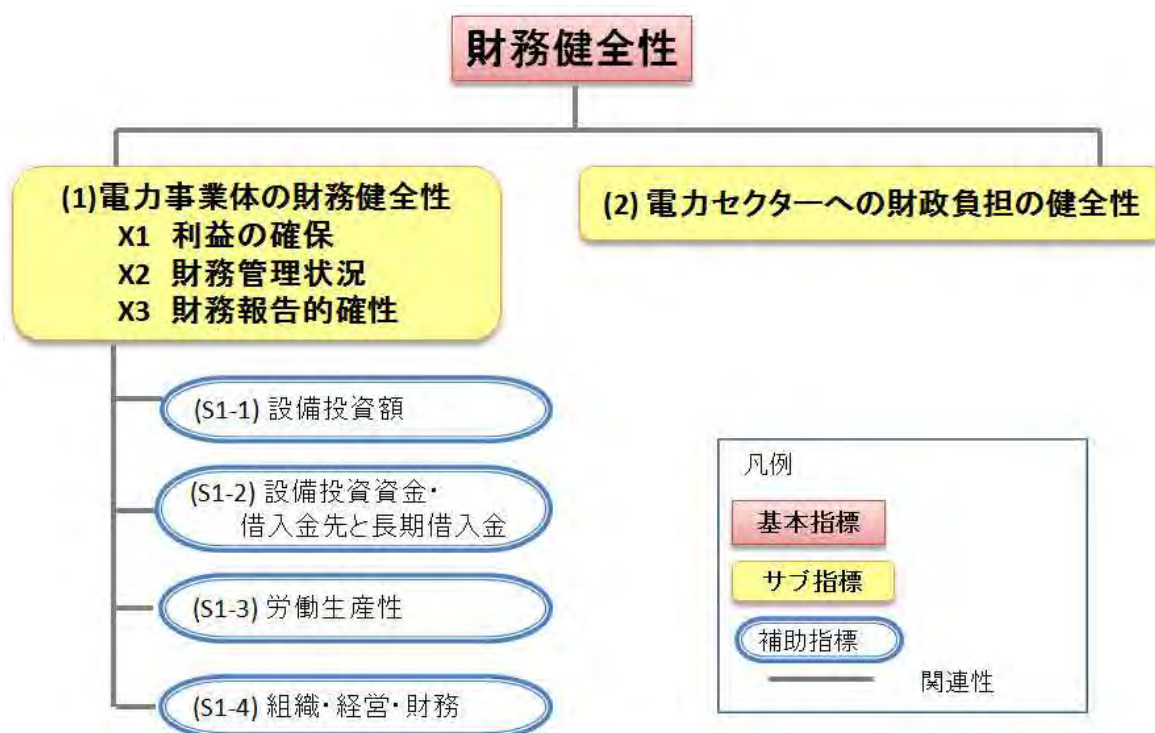
途上国の電力セクターは、財務持続性のある健全な電力事業者の存在があり、なおかつ政府の財政負担が適切な範囲内にあってはじめて、その健全なる発展が期待できる。このような認識から、本診断ツールでは、財務健全性という視点を基本指標の一つとして位置づけ、電力事業者の財務健全性及び政府の財政負担の健全性をサブ指標として以下の通り定義する。

財務健全性は、事業者毎の診断である。事業者が複数存在する国では、主要事業者毎の診断を実施することとなる。

財務健全性 (F) = 電力事業者の財務健全性 (X) + 電力セクターへの財政負担の健全性 (Y)

$$F = \alpha X + \beta Y$$

図 3-6 財務健全性の診断体系図



サブ指標の選択理由

まず、電力事業者の財務健全性であるが、これは本項目においては、必要電力の持続

的供給に係わる財務健全性を分析する。需用者が必要とする電力を供給するのが電気事業者の責務であり、需用者とは、その国の国民と産業であり、未電化地帯において電力供給を望んでいる潜在的需用者も含む。

電気事業者の財務健全性については、赤字補填や事業運営のための資金援助無しで自立していることが必要であり、そのための適正利益・利潤が確保されていることを第一とする。次いで、長期借入金に対する返済力の確保を重視し、返済力の確保により必要な新規設備投資のための資金調達が実行できると考える。なお、利益はキャッシュの裏付けが伴っていることが前提であり、財務管理状況の分析として料金回収に問題がないことと仕入債務に対する支払についても着目する。また、財務報告が適正になされて、財務諸表がタイムリーに入手できていることもサブ指標とする。

電気事業が継続的に発展するためには、需用者が支払った料金で健全に事業が成立し、また、将来の供給のための設備拡充と更新がなされていなければならない。設備投資のための資金調達には、債務返済の過去の実績と将来の弁済可能性という信用力が欠かせない。このような点の分析は重要であり、問題がある場合には、その原因把握が求められる。他方で、経営管理能力の分析は、財務上の定量的なデータのみでは把握は困難であり、経営者へのインタビューを実施したり、さまざまな部門の関係者から情報を聴取して実情や問題点を多面的に把握する必要がある。そして、仮に経営管理能力に問題がある場合には、経営面からの改善を実施しないと財務的及び技術的なアプローチのみでは根本的な解決に向かわないこともあることに留意が必要である。

途上国の電気事業者には、政府保有の公社や政府過半数保有の会社が多い。そのような関係や電気供給が公共性を帯びていることもあり、予算年度毎に政府からの資本注入、公的貸付けや補助金が支出されている場合もある。また、IPPにおいて政府保証が差し入れられている場合もある。そのため、一国の電力セクター全体の健全性を推し量るためには、政府補助金と政府財政についても分析を行うことが肝要である。

【可視化のための合成関数と係数操作】

可視化のための合成関数に使用するサブ指標の解説は、次 3.6.2.1 項の通りとする。関数の係数については、次章のダイアグラム診断において以下の通りとする。

α : 1.0、 X : 以下の合成関数による計算結果とする。最高 100 ポイント。最低 0 ポイント。

β : マイナス 1.0、 Y : 電力セクターへの財政負担度とする。計算式は、3.6.2.2 項の通りとし財政負担度 1 パーセントにつき 1 点の減点を行う。(財政負担があった場合は、

負の評価とする。)

Xに関する合成関数

財務健全性についての X は、適正利益の確保についての X1、電気料金回収と仕入債務支払に関する X2、適切な財務報告に関する X3 の合計とする。

$$X = \alpha 1 \cdot X1 + \alpha 2 \cdot X2 + \alpha 3 \cdot X3$$

$$\alpha 1 = 0.5, \alpha 2 = 0.4, \alpha 3 = 0.1$$

X1、X2 及び X3 は、次の通りとする。(X1 と X2 は、損失計上の場合にはゼロとする。)

X1 は、電力収入利益率 (X1a) 及び社債・長期借入金に対する利益と減価償却費合計への比率 (X1b) によりポイントを計算する。

具体的には、次式の計算で、X1 は X1a のパーセント比率の 12 倍 (最大は X1a が 5% の場合で、 $5\% \times 12 = 60$ ポイント) と、X1b が 10% を超過した場合、その超過したパーセント比率の 4 倍 (最大は 20 パーセントの場合で、 $(20\% - 10\%) \times 4 = 40$ ポイント) の合計とする。

$$X1 = X1a \times 12 \text{ (最大 60 ポイント)} + (X1b - 10) \times 4 \text{ (最大 40 ポイント)}$$

X2 は、電気料金平均回収日数 (X2a) と仕入債務・売上高比率 (X2b) によりポイントを計算する。

具体的には、次式の計算で、X2a は 30 日以内の回収を 70 ポイントとし、1 日遅れる毎に 0.5 ポイントを減点する。X2b は売上高の 30% 以内であれば、30 ポイントとし 1% 増加するに従い 1 ポイントを減点する。

$$X2 = [70 - (X2a - 30 \text{ 日}) \times 0.5] + [30 - (X2b - 30\%)] \text{ ([] 及び () の中はマイナスにはしない。)}$$

X3 は、決算日より 1 年以内に財務諸表を受領している場合は、100 ポイントとし、1 年以上を要している場合はゼロポイントとする。

3.6.2 サブ指標の解説

3.6.2.1 電力事業体の財務健全性

(1) 利益の確保

利益の確保は、事業継続の前提である。利益確保の前提が崩れている場合は、電気事業の継続が成立しない。利益確保ができない理由としては、低すぎる料金の可能性と、高すぎるコストによる場合とがある。どちらの場合も問題であり、調査が必要である。純損失となっている場合には、前年度、前々年度も損失計上であるか、次年度以降の予想はどうなっているかや、損失の原因は何であるかの究明が重要である。

(1-1) 電力収入利益率 (X1a)

$$\text{電力収入利益率} = \left[\frac{\text{純利益}}{\text{電力販売収入額}} \right] \text{ (パーセント)}$$

(注1) 監査済み財務諸表を入手して計算することを原則とする。

(注2) 電気事業者が電力のみならず他の事業(例えば、上水供給)を実施していたり、他の事業も含めた連結財務諸表のみを公表しており、純利益の額が他の事業を含んでいる場合には、分母はそれら他の事業を含んだ収入額として、事業者の財務健全性の分析を実施する。

利益計上は財務健全性の第一歩であり、電力収入利益率がある程度確保されていれば、一時的な燃料費の増加や渇水による火力発電費の増加等によるコスト増があっても、ある程度の対応力は確保可能である。なお、公共サービスとしての料金である場合は、過大な利益率は不必要である。

(1-2) 社債・長期借入金に対する利益と減価償却費合計への比率 (X1b)

$$\text{X1b} = \left[\frac{\text{純利益} + \text{減価償却費}}{\text{社債と長期借入金の期末残高合計}} \right] \text{ (パーセント)}$$

分子を、借入金返済年間充当可能額に相当する金額として純利益と減価償却費の合計とし、分母を社債及び長期借入金の合計とする指標とした。電気事業の場合、設備投資額が大きく、過去の設備投資の際に借り入れた未返済長期借入金が残っており、また新規投資のために新たな長期資金借入を必要とすることが通常である。設備投資資金の借入には、弁済に問題が発生しないことが前提であり、そのためには弁済元利額に対しての充当可能資金額の倍率である返済能力を示すデッド・サービス・カバレッジ・レシオ

に相当する社債・長期借入金に対する利益と減価償却費合計への比率をサブ指標とする。

なお、資金調達能力の審査にあたっては、指標のみならず、収入予測、経費・支出予測、投資予測等を含んだ事業計画の分析がより重要であると言える。

(2) 財務管理状況

料金の不払いが存在するものの、他の一般の需要家が料金を期日通りに支払っているここから事業者の黒字体質が支えられている場合、あるいは政府により補填されている場合は、正常な財務体質とは言えない。同様に赤字による資金不足が仕入債務の支払い遅延となっていることも問題である。

(2-1) 電気料金平均回収日数 (X2a)

$$\text{電気料金平均回収日数} = \left[\frac{\text{期末未回収電力販売代金額}}{\text{年間電力販売額}} \times 365 \right] \text{ (日)}$$

(注) 未回収電力販売代金額は、売掛金 (Trade Receivable) であるが、貸倒引当金を控除した純額で表示されている事が多い。純額表示の場合は、注記表から貸倒引当金残高を判読して、売掛金に加算する。

月1回のメータ検診で請求し、次の検診日までに支払が為されることが通常と考える。この場合は、X1aは30日である。

料金徴収は、事業成立の前提である。一部に料金徴収漏れや不払いがあれば、モラルハザードにつながる懸念もある。送配電のノンテクニカルロスも料金徴収漏れと同質の面があり、技術的問題にのみに留まるのではない。なお、途上国において政府・政府機関の料金支払が悪く、対抗措置としての供給停止も実施が実質不可能というようなケースも見受けられる。経営上の問題であるが、同時に政府関係者も含めて、電力セクターの問題として取り組まないと解決できない場合もある。電気料金が販売電力の全額支払を前提に決められていることから、料金徴収漏れが結果として仕入債務の支払い遅延につながっている場合がある。特に発電燃料が石油ガス公社のような国営企業である場合は、巨額になっている場合もある。

(2-2) 仕入債務・電力販売収入比率 (X2b)

$$\text{仕入債務・電力販売収入比率} = \left[\frac{\text{仕入債務期末残高}}{\text{電力販売収入}} \right] \text{ (パーセント)}$$

仕入債務は原材料購入・仕入に係わる債務であり、電気事業の場合は、大部分が燃料・

潤滑油関係と IPP 等からの電力購入である。電気事業のコストは、設備の減価償却費が他の事業と比較して大きく、支払利息、人件費、一般管理費があることから原材料仕入高が売上高に占める割合は一般的に低い。また、燃料や IPP からの電力購入等は仕入金額は大きいですが、直ちに消費される性格であることから代金決済期間は短い。従い、通常であれば、仕入債務残高は売上高の 30%以内と考える。30%を超過していた場合は、問題視することとした。

(3) 財務報告的確性 (X3)

決算日を 1 年以上経過しないと財務報告書が入手できなかった場合は、ゼロポイントとする。なお、本来は監査法人や作成基準となっている会計基準や正確性も分析対象とすべきではあるが、その実質を分析するには時間を要することから、それらは補助指標とする。

財務報告は債権者、投資家、監督省庁や料金規制機関に対する財務経営状況の報告であることのみならず民生と産業の消費者に対する報告である。しかし、途上国においては、決算日を 1 年以上経過しても公表されていないこともある。

3.6.2.2 電力セクターへの財政負担度

次の指標を電力セクターへの財政負担度とする。

$$\text{電力セクターへの財政負担度} = \left[\frac{\text{電力セクターへの補助金}}{\text{政府の税収入と税外収入の合計}} \right] \text{ (パーセント)}$$

電力セクターへの補助金は、料金に係わる補助金、燃料に対する補助金、赤字補填の目的での補助金を含む。外国政府からの無償援助の電気事業者に対する贈与や地方電化政策推進に係わる政府や地方政府の分担金は含めない。また、政府の出資金として認識されている資本注入及び貸付金として認識されている資金支援や資金貸付もしくは取引に際しての必要な保証差し入れについても補助金や財政負担とはしない。

政府補助金については、複雑な構造になっている場合もある。仕入れ先の燃料公社には代金をあまり支払っておらず、燃料公社から電力事業者への補助金の実態であるが、燃料公社も政府の援助により存続しているが、予算上は政府の補助金としての支払はない状態のような場合である。特別会計の埋蔵負債（埋蔵金の逆）になっている状態で、そのような状態に陥っていないかの分析も重要である。

3.6.3 補助指標の解説

サブ指標の適正診断に際しての参考データ等を提供する補助指標は、サブ指標を左右している要因を分析する上で重要な視点を提供するものであり、定量的データに留まらず、定性的データも含む。財務健全性に関する補助指標としては、以下を定義する。

(S-1) 設備投資額

設備投資額 = (有形固定資産帳簿残高 + 有形固定資産減価償却累計額 + 建設仮勘定)の期首から期末への増加額 (但し、資産再評価や減損を実施した場合には、それらの影響額を除く。)

電力需要の増加への対応は、設備拡充が欠かせず、設備投資額の分析は重要であり、設備投資がなければ需給ギャップが生まれ、経済の発展を阻害する懸念も生まれる。

(S-2-1) 設備投資資金の分析

キャッシュフロー計算書と借入金の期首と期末の変動から設備投資資金の調達状況を分析する。設備投資が、資金調達が十分にできていないために実行が不十分であることもあり得る。投資面のみならず、資金面での分析も重要である。

(S-2-2) 借入先と長期借入金の分析

政府資金援助、国際援助資金、輸出資金、一般銀行借入、社債発行が考えられるが、期末現在の借入金のカテゴリー別内訳を分析する。設備資金の調達は、資金拠出者、融資者、貸出人、社債購入者が決定権を保有しており、電気事業者の選択余地は狭いと言える。従い、長期資金の調達先を貸借対照表とその注記表の分析により、その電気事業者の財務状況に関する情報を得ることができる。

(S3) 労働生産性

就業者（被雇用者）一人当たり販売電力量、売上高および利益を労働生産性とし、これらのヒストリカル比較と類似国の参考クロスカントリー比較を行う。発電・送電・配電が分離されていたり、IPP 比率が高い場合等もあり、電力セクターの構造が異なる場合に事業者間の比較は困難である。しかし、同一事業者が継続している場合は、効率性のヒストリカル比較・分析が可能である。また、類似国の参考クロスカントリー比較も実施できる。

(S4) 組織、経営、財務等に関するその他情報

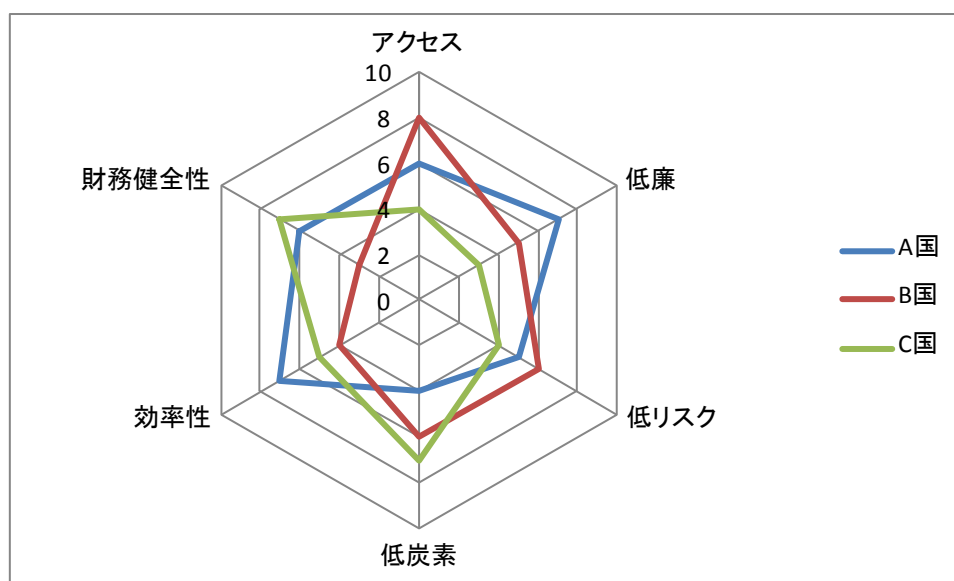
電力セクターの法的枠組みや料金決定制度等に課題があり、電気事業の発展を阻害していることもある。電気事業の経営には、市場独占に近い形で事業を展開している場合ほど、一般の製造業や商業と比較すれば、供給継続に必要な投資内容やその資金手当の企画・立案に関するより高い力、料金値上げが必要な際にはその説得力等を含め高い課題解決能力が必要である。途上国において、政府保有の公社が電気事業者であることは多いが、経営者がその任務を果たし、組織も機能しているかの分析も重要である。財務諸表に関しても、タイムリーな発表のみならず、その内容の信頼性確保につながる会計基準を採用し、信頼し得る監査法人の監査を受けているか、また組織・社内的には月次ベース等でタイムリーに必要な管理が実施されているかも重要である。

4. ダイアグラム診断

4.1 目的と概要

ダイアグラム診断は、診断 6 項目の各項目について素早く総合診断を下し、図 4-1 のように可視化することを目的とする。

図 4-1 ダイアグラム診断における可視化図



本来、セクター分析は、図 2-1 に示したとおり定量的分析のみならず定性的分析も含めて総合的に行うべきものであるが、本診断支援ツールでは、便宜上、敢えて定量化可能な指標によってのみ現状把握を試みるものである。それによって、各国の電力セクターの診断結果を可視化し易くなり、図 4-1 のようなダイアグラムを一見することで、大まかな問題点を把握し、なおかつ、各診断項目においてクロスカントリー比較が可能となることを最大の利点と考えている。

ダイアグラム診断は、電力セクターの現状の一面を観察するものであり、完璧な診断ではないが、弱点の把握や課題の抽出のきっかけを掴むには役立つものとして設計されている。そのため、弱点の原因分析や更なる課題の抽出を行う際には、その国が抱える様々な立地条件や歴史的経緯等を含めて総合的な分析を必要としている。この電力診断ツールが提供する様々なヒストリカル比較やクロスカントリー比較もこのような制約条件も踏まえた適切な診断や解釈が望まれる。必要に応じ、当該国の政府、監督官庁、政府機関、電気事業者等にデータを取得すべく問い合わせたり、現地調査を実施して、定性的分析を含めて補完する必要があることに留意願いたい。

本章に記載のダイアグラム診断は、開発の第1段階におけるバージョンであり、今後、改良を重ね、その国の電力セクターの診断結果を適切に表現するように発展をさせていきたい。

4.2 ダイアグラム診断の手法

第3章に記載した「可視化のための合成関数と係数」を使って、6種類の基本指標であるアクセス、低廉、低炭素、低リスク、効率性及び財務健全性について0から100までの診断点数を付与する。その結果をレーダーチャート形式のダイアグラム診断における可視化図として見える化を行う。

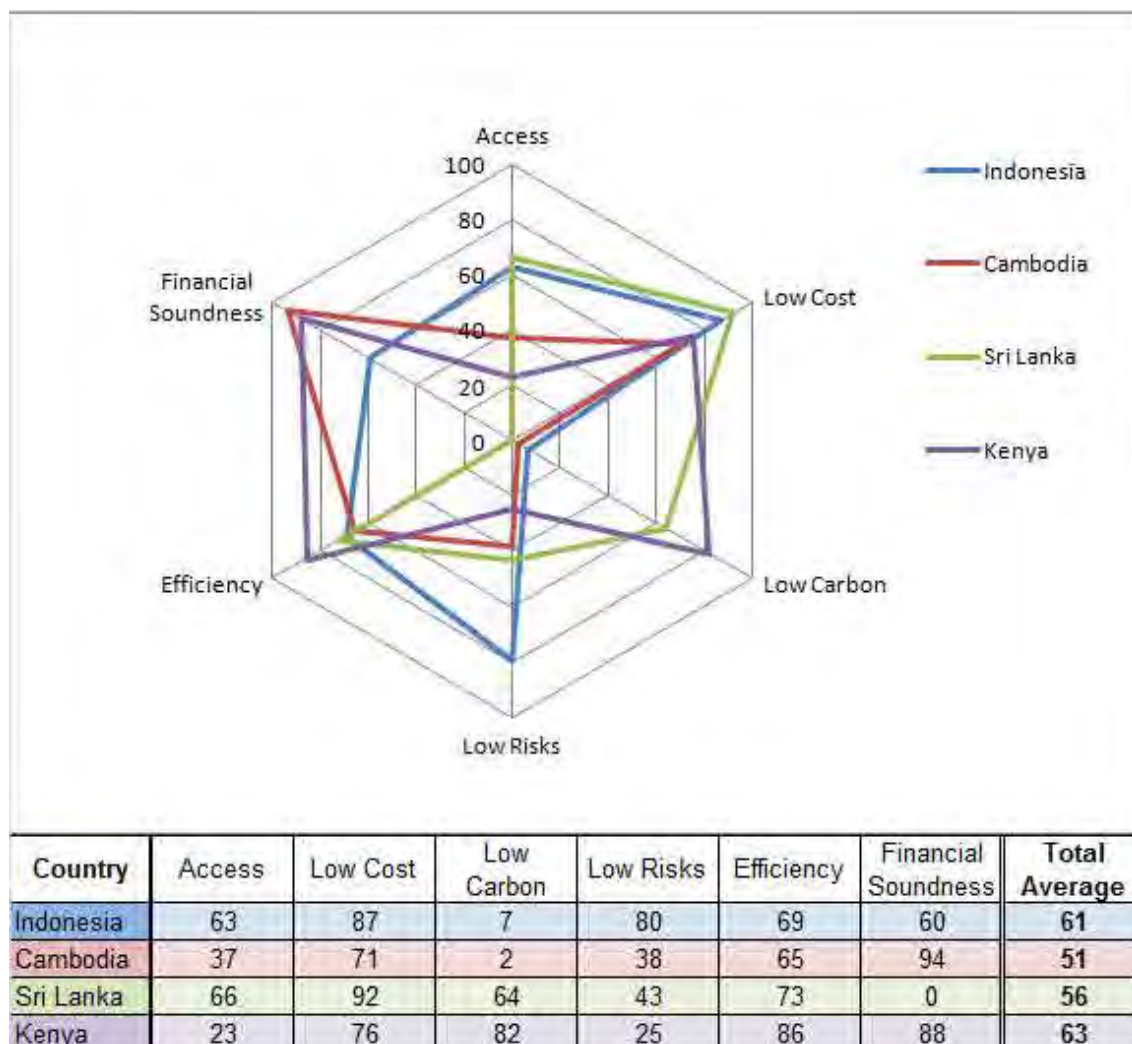
ダイアグラム診断を実施する際は、クロスカントリー比較であることから、直近年のデータの分析から診断点を付与することを原則とする。直近年のデータが入手できていない場合は、その旨のリマークスを注書して実施する。あるいは、同一年での比較が必要な際は、ダイアグラム診断で対象とする全ての国について、比較対象年をそろえて実施してもよい。

4.3 サンプル・ダイアグラム診断

4.3.1 診断結果

インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについて第3章に記載した「可視化のための合成関数と係数」を使ってダイアグラム診断を実施した。その結果は、図4-2の通りであった。基本指標とサブ指標の計算結果は、次項4.3.2に記載している。

図 4-2 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターダイアグラム診断の結果



スリランカ（CEB）の財務健全性については、赤字であり利益が計上できていないため、利益から誘導される診断点数が賦与されず、更に 2012 年度の財務諸表も入手できていないため、結果はゼロとなった。赤字原因の解明やその対策を分析、検討することが重要と考える。低炭素については、水力発電が多いスリランカと水力に加え地熱発電も相当程度存在するケニアが良好な診断点数となっている。カンボジアの低炭素診断は消費電力の中からベトナムとタイからの輸入電力を差引いて国内における発電電力の消費相当分について CO2 の排出計算をしている。

4.3.2 診断点数の計算結果

(1) アクセス

アクセスに関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-1 と表 4-2 の通りである。

表 4-1 アクセスについての診断での合成関数と計数

Total Weighted Score = Weight (alpha) x Score (X) + Weight (beta) x Score (Y) + Weight (gamma) x Score (Z)			
Weight		Definition	Score
alpha	0.5	X Households Electrification Rate	= X
beta	0.3	Y Electricity Consumption per capita (kWh)	= Y / 30 (Max 100)
gamma	0.2	Z Supply Demand Gap (%)	= (100 - Z x 5) (Min 0)
		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> Peak Power Shortage (MW) ----- Peak Power Shortage (MW) + Actual Supply Capacity (MW) </div>	

表 4-2 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターのアクセスについての診断点数

X: Households Electrification Rate			
	X	Score	Weighted
Indonesia	73	73	37
Cambodia	40	40	20
Sri Lanka	89	89	44
Kenya	23	23	12

Y: Electricity Consumption per Capita					
	Y (kWh)	Score	Weighted	Electricity Consumpn (GWh)	Population (000)
Indonesia	710	24	7	173,991	245,157
Cambodia	226	8	2	3,266	14,452
Sri Lanka	485	16	5	9,972	20,541
Kenya	151	5	2	6,144	40,700

Z: Supply Demand Gap			
	Z(%)	Score	Weighted
Indonesia	1	95	19
Cambodia	5	75	15
Sri Lanka	3	85	17
Kenya	10	50	10

Total Weighted Score	
Indonesia	63
Cambodia	37
Sri Lanka	66
Kenya	23

(2) 低廉

低廉に関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-3 と表 4-4 の通りである。

表 4-3 低廉についての診断での合成関数と計数

Weight		Definition	Score
alpha	0.6	X Average Sales Price (USC/kWh)	= (Benchmark Price - X) / Benchmark Price x 100 + 50
beta	0.4	Y Average Supply Cost (USC/kWh)	= (Benchmark Cost - Y) / Benchmark Cost x 100 + 50

at USD 100 /barrel as reference crude oil price

Benchmark Price & Cost : 22.37 USC/kWh

表 4-4 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低廉についての診断点数

Total Weighted Score on Low Cost	
Indonesia	87
Cambodia	71
Sri Lanka	92
Kenya	76

X : Average Sales Price (USC/kWh)					Local Currency	
	X (USC/kWh)	Score	Weighted	EX Rate	Average Retail Price (per kWh)	Tariff Subsidy (per kWh)
Indonesia	14	87	52	9,419	728	594
Cambodia	18	68	41	4,033	744	0
Sri Lanka	12	96	57	111	13	0
Kenya	17	73	44	85	15	0

Y : Average Supply Cost (USC/kWh)				Electricity Supply Cost Data of the Major Utility						
	Y (USC/kWh)	Score	Weighted	EX Rate	Total Operating Cost	Total Financing Cost	Corporate Income Tax	Unit:	Sold Electricity (GWh)	
Indonesia	14.00	87	35	9,419	203,115	28,509	-2,174	billion	173,991	
Cambodia	16.65	76	30	4,033	1,991	34	55	billion	3,098	
Sri Lanka	14.05	87	35	110.57	154,441	1,253	0	million	10,023	
Kenya	15.77	79	32	84.53	83,308	2,369	2,072	million	6,581	

(3) 低炭素

低炭素に関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-5 と表 4-6 の通りである。

表 4-5 低炭素についての診断での合成関数と係数

Total Weighted Score = Weight (alpha) x Score (X)		
Weight	Definition	Score
alpha 1.0	X CO2 Emission Rate from Electricity Supply (g-CO2/kWh)	= 50 - (X - Benchmark Rate) x 1/8
	<div style="display: inline-block; border: 1px solid blue; padding: 2px;"> CO2 Emission from Fossile Fuel buring for power generation ----- Electric Power Consumption by People and Industris (from domestic sources) </div>	
(Imported Electricity shall be deducted from Power Consumption in this scoring calculation.)		

表 4-6 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低炭素についての診断結果

	Total Weighted Score on Low Carbon	CO2 Emission Rate (g-CO2/kWh)
Indonesia	7	947
Cambodia	2	984
Sri Lanka	64	487
Kenya	82	343

(4) 低リスク

低リスクに関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-7 と表 4-8 の通りである。

表 4-7 低リスクについての診断での合成関数と係数

Total Weighted Score = Weight (alpha) x Score (X) + Weight (beta) x Score (Y)		
Weight	Definition	Score
alpha 0.5	X SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	= (100-X) x 5
beta 0.5	Y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	= (100-Y) x 5
Alternative Scoring Method: (When SAIDI/SAIFI is unavailable, or not reliable)		
= 50 - Z x 2.5		
Z is Supply Demand Gap as defined as Z for Access.		

表 4-8 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの低リスクについての診断結果

Total Weighted Score on Low Risks	
Indonesia	80
Cambodia	38
Sri Lanka	43
Kenya	25

X : SAIDI			
	X (SAIDI)	Score	Weighted
Indonesia	3.9	80.75	40
Cambodia	130.8	0	0
Sri Lanka	20.0	0	0
Kenya	0.0	0	0

Y : SAIFI			
	Y(SAIFI)	Score	Weighted
Indonesia	4.2	78.9	39
Cambodia	101.0	0	0
Sri Lanka	50.0	0	0
Kenya	0.0	0	0

SAIDI、SAIFIの信頼できるデータがなく、需給ギャップからの診断をする場合は、数字を入力する。

Alternative Scoring Method:
Supply Demand Gap (From Access Scoring)

Indonesia	1	48
Cambodia	5	38
Sri Lanka	3	43
Kenya	10	25

(5) 効率性

効率性に関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-9 と表 4-10 の通りである。

表 4-9 効率性についての診断での合成関数と係数

Total Weighted Score = Score (X) x Score (Y) (Max. 100 and Min. 0)		
Weight	Definition	Score
alpha	X Electricity Consumption per GDP (Wh/GDP USD)	= 50 + (Benchmark Rate - X) x 0.2 Benchmark Rate = 300 Wh/GDP
	Y Primary Energy Consumption per GDP (MJ/GDP USD)	= 1.0 + (Benchmark Rate - Y) x 0.01 (Max 1.2 and Min 0.8) Benchmark Rate = 12 MJ/GDP USD

表 4-10 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの効率性についての診断結果

Total Weighted Score on Efficiency	
Indonesia	72
Cambodia	61
Sri Lanka	80
Kenya	73

X: Electricity Consumption per GDP (Wh/GDP USD)

	X (Wh/GDP)	Score	Electricity Consumption (GWh)	GDP Million USD
Indonesia	199	70	173,991	873,706
Cambodia	233	63	3,266	14,038
Sri Lanka	168	76	9,972	59,187
Kenya	153	79	6,144	40,264

Y: Primary Energy Consumption per GDP (MJ/GDP USD)

	Y (MJ/GDP)	Score	Primary Energy Consumption (TJ)	GDP Million USD
Indonesia	10.0	1.02	8,756,074	873,706
Cambodia	15.2	0.97	213,280	14,038
Sri Lanka	7.0	1.05	416,880	59,187
Kenya	20.0	0.92	807,120	40,264

(6) 財務健全性

財務健全性に関する診断合成関数の係数およびインドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターについての診断点数は表 4-11 と表 4-12 の通りである。

表 4-11 財務健全性についての診断での合成関数と係数

Weight		Definition	Score
alpha	1.0	X Financial Soundness of Entity	Subsidy to Power Sector
beta	-1.0	Y Independency from Subsidy	Y: ----- Government Tax Revenue and Non Tax Revenue
		X = alpha 1 x X1 + alpha 2 x X2 + alpha 3 x X3 where: alpha 1 = 0.5, alpha 2 = 0.4 and alpha 3 = 0.1.	X: As below:
		X1 Profit Ratio	X1 = X1a x 12 (Max 60) + X1b x 3 (Max 40)
		X1a Profit Electricity Sales Ratio	
		X1b (Profit + Depreciation) vs Long Term Loans Ratio	
		X2 Financial Management	X2 = [70 - (X2a - 30)*0.5] (Min 0) + [30 - (X2b - 30)] (Min 0)
		X2a Average Electricity Bill Payment Period	
		X2b Trade Payable vs Electricity Sales Ratio	
		X3 Financial Statement Submission Date	X3 = 1 ,when Financial Statements were received within one year after the financial period, otherwise 0.

表 4-12 インドネシア、カンボジア、スリランカとケニアの電力セクターの財務健全性についての診断結果

Total Weighted Score on Financial Soundness		X1: Profit Ratio		Score				
		X1a	X1b	X1a	X1b	Total as X1	Weighted	
		Indonesia	1.4	14.4	17	18	34	17
Indonesia	60	Cambodia	9.0	27.3	60	40	100	50
Cambodia	94	Sri Lanka	-14.5	-0.5	0	0	0	0
Sri Lanka	0	Kenya	4.9	24.9	59	40	99	49
Kenya	88	X2: Management		Score				
		X2a	X2b	X2a	X2b	Total as X2	Weighted	
		Indonesia	12	11	70	30	100	40
		Cambodia	62	24	54	30	84	34
		Sri Lanka	251	78	0	0	0	0
		Kenya	86	26	42	30	72	29

X3 : Financial Statement Submission Date within one year				Total Score of X1+X2+X3	
	Y or N	Score	Weighted		
Indonesia	Y	100	10	Indonesia	67
Cambodia	Y	100	10	Cambodia	94
Sri Lanka	N	0	0	Sri Lanka	0
Kenya	Y	100	10	Kenya	88

Y : Independency from Subsidy					
	Tariff Subsidy Mln USD	Other Subsidy Mln USD	Total Subsidy Mln USD	Govmnt Revenue Mil USD	Subsidy Ratio Y
Indonesia	10,970	0	10,970	144,198	8
Cambodia	0	0	0	2,433	0
Sri Lanka	0	0	0	8,455	0
Kenya	0	0	0	9,879	0

(注1) 表 4-12 のケニアについての診断は KPLC を対象とした。ケニアの電力事業者には、発電が KenGen (政府 70%保有)、民間 IPP、送電が KETRACO (政府 100%保有) 及び配電会社 KPLC (Kenya Power & Lighting Company Limited (政府 50.1%保有)) が存在する。ケニア国全体に配電を行い、国全体の電力の仕入・販売ならびに輸出入に KPLC が携わり、ダイアグラム診断においての最重要電力事業者を KPLC と考えたため、本事業者を診断の対象とした。

(注2) スリランカについては CEB を対象とした診断結果である。なお、途上国の場合、財務状態に問題がある国は多いと考えられ、その原因や事由も国により異なるを考える。一方、多くの国で診断結果ゼロになり、診断支援ツールの目的のクロスカントリー比較上で支障を生じる場合は、計算式の改訂等の必要性が生じる。本ハンドブック作成にあたり、ある程度分散すると予想しているが、今後の課題として計算式の改訂が必要な可能性は存在する。

5. 参考分析

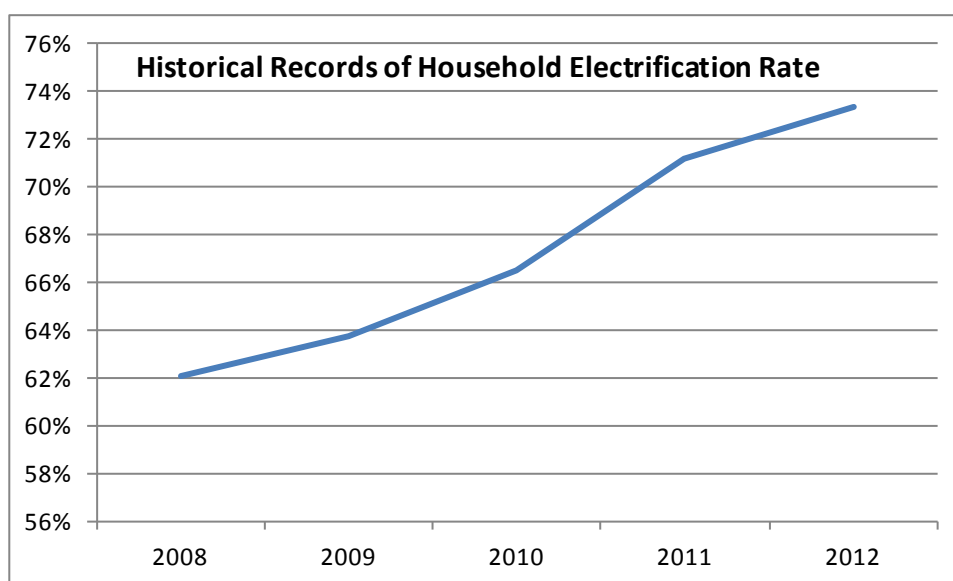
前第 4 章においては、診断 6 項目の各項目について素早く総合診断を行い、可視化したクロスカントリー比較を実施する手段としてダイアグラム診断について記載した。本第 5 章においてはインドネシア国（I 国）を例として電力セクター診断支援ツールの基本指標、サブ指標、補助指標についてヒストリカル比較を中心として分析した結果を参考として記載する。

5.1 アクセス

(1) 電化率（サブ指標 1）

I 国の世帯電化率の過去 5 年間の推移を観察するためのヒストリカル比較を示すチャートは図 5-1 である。2008 年から 2012 年までの 5 年間で 62.1%から 73.4%へと 11.3%の電化を達成した。

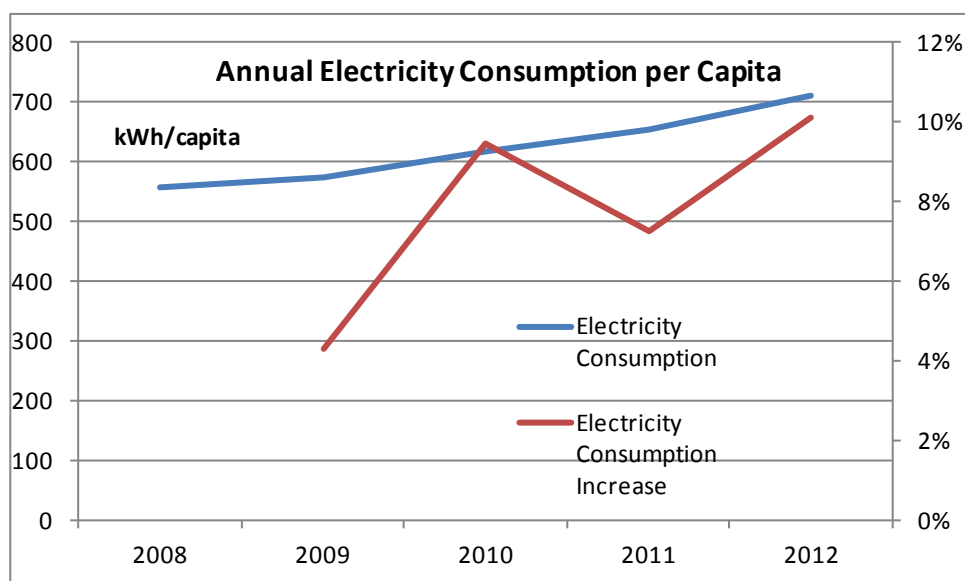
図 5-1 I 国の世帯電化率の推移



(2) 一人当たり電力消費量（サブ指標 2）

I 国の一人当たり電力消費量のヒストリカル比較を示すチャートは図 5-2 であり、2008 年から 2012 年までの 5 年間で 27%増加した。

図 5-2 I 国の電力消費量前年増加率と一人当たり年間電力消費量 (kWh) の推移



(3) 需給ギャップ (サブ指標 3)

I 国は現在、需給ギャップである供給力不足による電力供給停止はほとんど解消した。しかし、2012 年は図 5-2 のように電力需要が年間 10.1% 増加しており、新規発電所の建設を含め供給力の増強が追いつかない場合は、大きな需給ギャップが生じることになる。このため、政府と電力事業者は、現在 IPP を含め年間 5MW の増強を実施する方針である。2006 年には石炭火力発電所を中心とした 10,000MW を緊急建設する First Track Program を政府は決定し、2010 年にも更に 10,000MW を建設する First Track Program 2 を決定して、実施中である。

(4) 都市部電化率、地方部電化率 (補助指標 S1-2)

I 国の電気事業者は都市部と地方部に区分した電化率を発表していない。しかし、地域に区分した電化率は公表している。2012 年末現在 I 国全体の世帯電化率は 73.37% である。首都地域で 96.37% であるが、首都が存在するジャワ島全体では 78.0% であり東部ジャワでは 74.23% となる。多島国家である I 国で、地方、島によっては電化が進んでいない地域が存在する。ちなみに、電化率が低い地域には 2012 年末現在、パプア島中部 24.8%、スラウエシ島西部 41.86% がある。

(5) 一般家庭最低電気料金 (補助指標 S1-4)

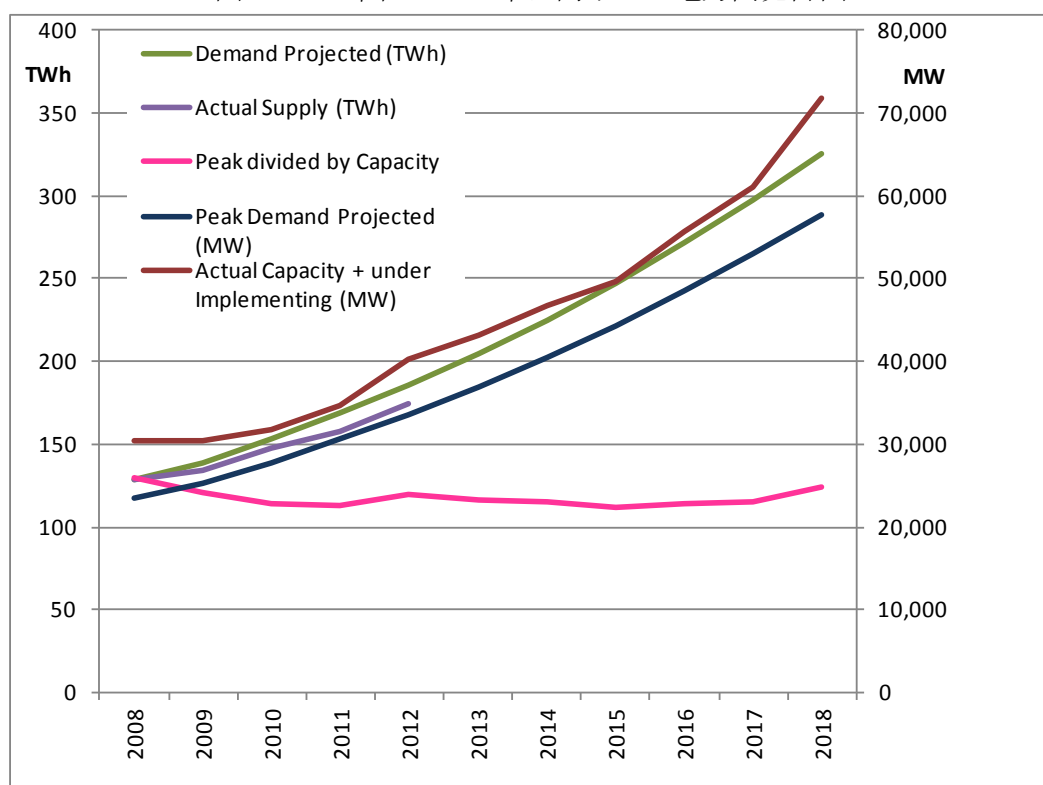
I 国は、国営公社である電気事業者が全島・全国の配電を独占し、電気事業者のコストと事業計画を審査した上で、政府が電気料金と料金補助金を決定している。料金は全島・全

国一律であり、電力消費量の少ない家庭には低料金が適用されるように配慮し、料金が低い分補助金が大きい構造となっている。2012年における一般家庭用最低料金は450VA契約で405Rp/kWh（4.3米²）である。一般家庭用の平均販売料金は632Rp/kWh（6.7米²）である。

(6) 電力供給計画（補助指標 S3-1）

I国の電力開発計画を図5-3に示す（出所：電気事業者事業計画 PLN RUPTL 2013-2022）。図5-3で2012年までの部分については、実績であり、2013年以降が計画である。

図 5-3 I国の2022年に向けての電力開発計画



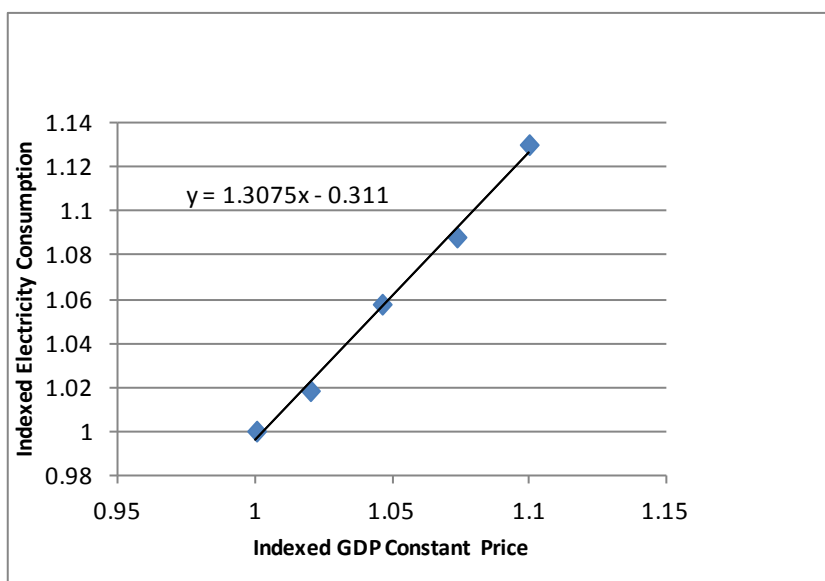
(7) 電力消費の GDP 弾性値（補助指標 S3-2）

I国の電力と実質 GDP の前年比伸び率を表5-1として掲げた。4年間の電力消費の平均増加率は7.8%は実質 GDP 伸び率5.9%の1.32倍であった。対数表示で示すと図5-4の通りである。

表 5-1 I国の電力消費と実質 GDP の前年比伸び率

	2009	2010	2011	2012	Average
電力	4.3%	9.4%	7.3%	10.1%	7.8%
実質 GDP	4.6%	6.2%	6.5%	6.3%	5.9%

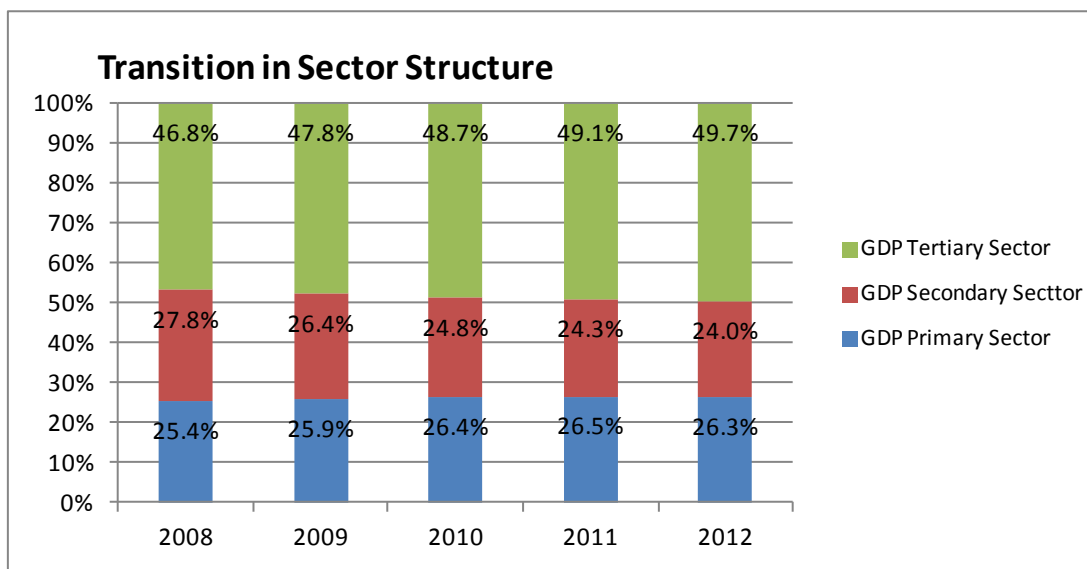
図 5-4 I 国の電力消費量と GDP の関係（対数表示）



(8) 産業構造（補助指標 S3-3）

I 国の GDP の第一次産業、第二次産業、第三次産業の割合を示したバーチャートが図 5-5 である。

図 5-5 I 国の第一次、二次、三次産業の割合年次推移

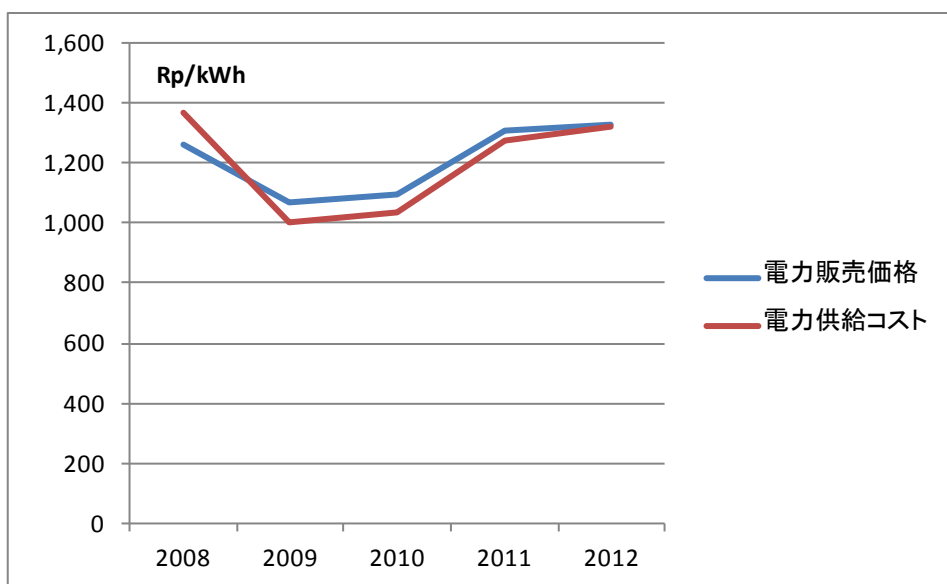


5.2 低廉

(1) 電力販売価格と供給コスト（サブ指標 1 及び 2）

I国の電力販売平均価格と供給コストを示したのが図 5-6 である。電力販売価格には、電力需要家が支払う料金と政府が支払う補助金の合計を電力販売量で除した平均単価としている。

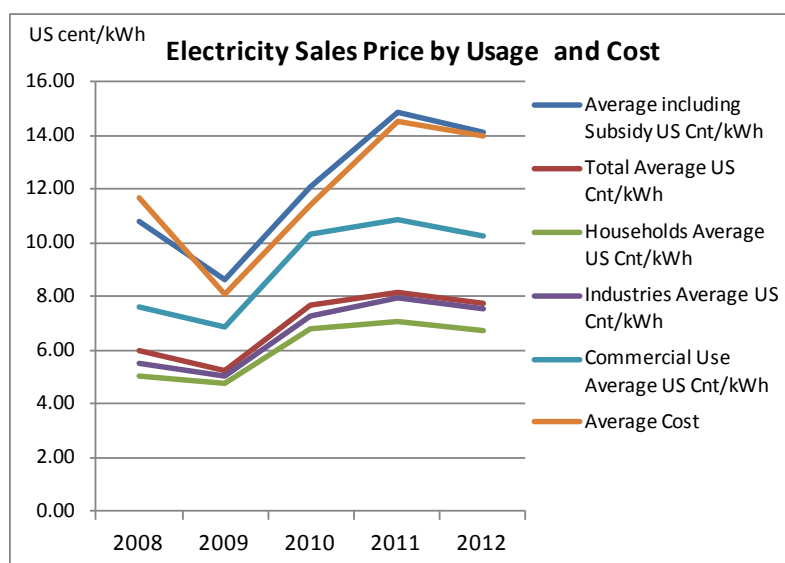
図 5-6 I国の電力販売価格と電力供給コストの推移



(2) 需用者区分毎の販売平均単価（補助指標 S1-1）

一般家庭向け、工場向け、商業施設向けの販売単価（ユーザーが支払う料金）と(1)の電力販売平均価格と供給コストを米ドル換算し、米[¢]表示で図 5-7 として表示した。

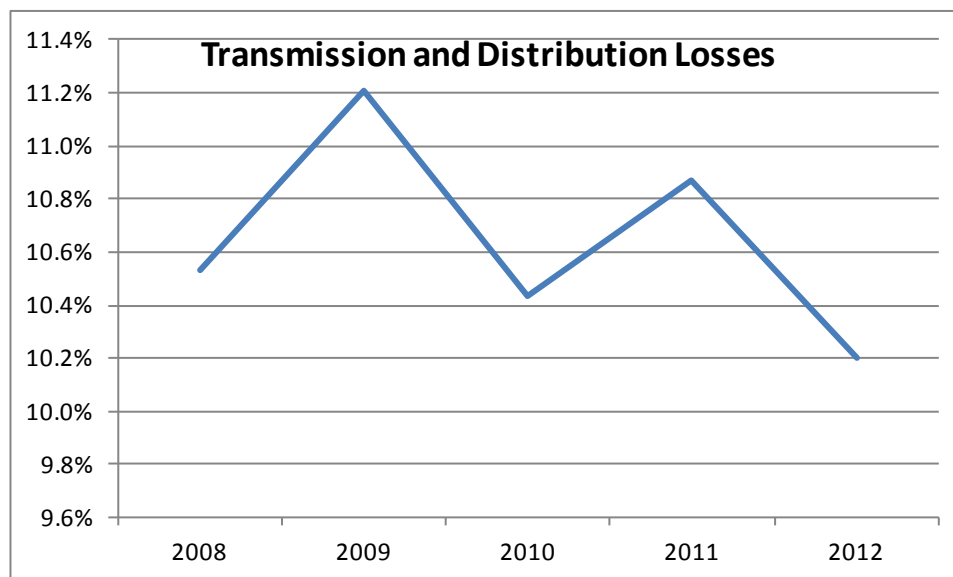
図 5-7 需用者区分毎の販売平均単価と補助金込みの電力販売価格ならびにコスト



(3) 送配電ロス（補助指標 S2-1）

2008年から2012年までの送配電ロスの状況を図示したのが図5-8である。

図 5-8 2008年から2012年までのI国での送配電ロスの状況



(4) 電源構成（補助指標 S2-2）

I国の電源別と所有者区分による2012年末における発電設備設備容量と2012年の発電量は表5-2に記載の通りである。

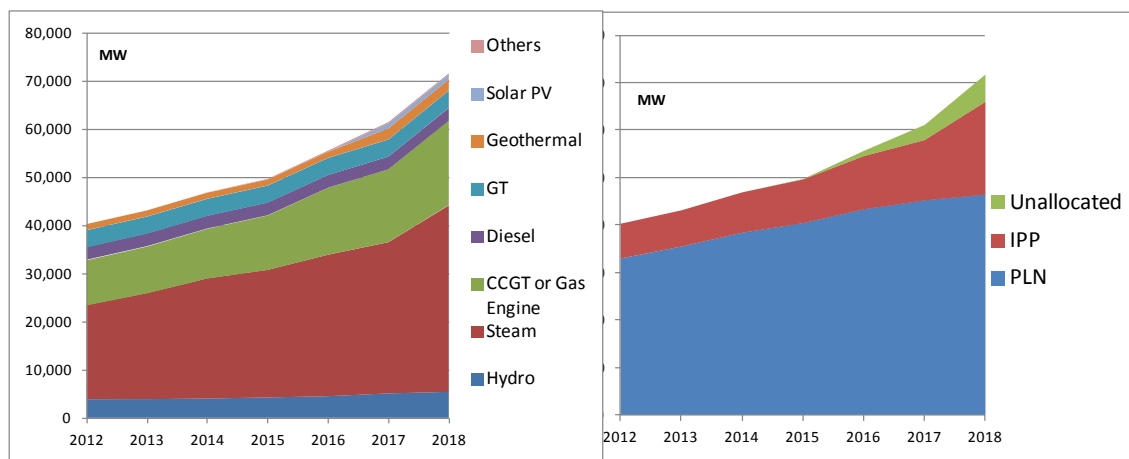
表 5-2 I国の電源構成（2012年末設備容量と2012年発電量）

Owner Type	Installed Capacity as on Dec 2012 (MW)			Generation 2012 (GWh)		
	PLN	IPP	Total	PLN	IPP	Total
Hydro Power Plant incl small ones	3,515	350	3,865	10,525	2,614	13,139
Thermal (Steam) Power Plant	14,445	5,167	19,612	73,823	32,817	106,640
Combined Cycle GT Plant	8,814	495	9,309	34,569	5,964	40,532
Diesel Power Plant	2,598	50	2,648	18,913	571	19,484
Gas Turbine/Engine Plant	2,973	574	3,547	8,365	1,278	9,643
Geothermal Plant	548	695	1,243	3,558	7,314	10,871
Wind Power	0		0	0	6	6
Biomass and Waste to Energy	0		0	0		0
Solar PV Plant	6		6	3		3
Total	32,900	7,331	40,231	149,755	50,563	200,318

(5) 電力開発計画（補助指標 S2-3）

I国の電力開発計画における電源の構成別と所有形式別の予測を図5-9に示す。

図 5-9 I 国の電力開発計画（電源構成別と所有形式別）



(6) 火力発電燃料費（補助指標 S2-4）

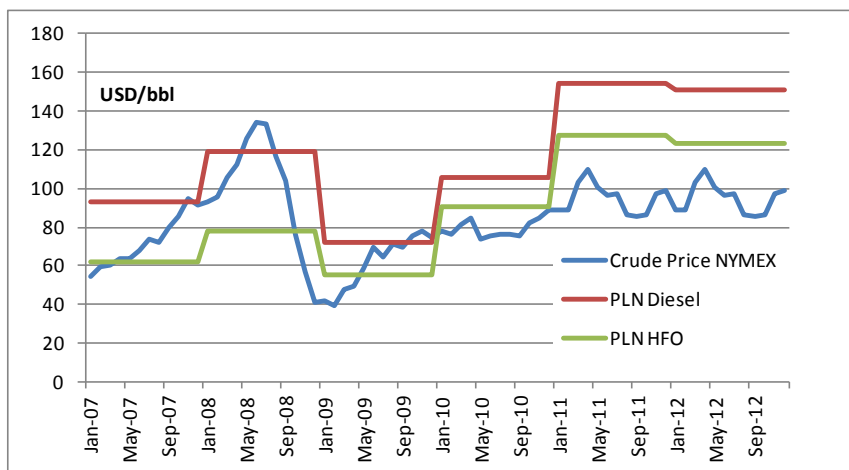
I 国 PLN の火力燃料費の PLN 統計データからの分析結果は、表 5-10 の通りである。

表 5-3 I 国 PLN の火力燃料費

	燃料	燃料消費量	単価 USD	燃料費 百万 USD	Total Fuel 百万 USD	発電端 発電量	発電 コスト
2008	軽油	8,127,546KL	746.3	6,066	8,974 百万 USD	103,917 GWh	8.64 米 ^{セン} /kWh
	A 重油	28,989KL	738.8	21			
	C 重油	3,163,954KL	492.1	1,557			
	石炭	20,999,521ton	41.8	877			
	天然ガス	181,661MMSCFT	2,487.9	452			
2009	軽油	6,365,116 KL	450.7	2,869	6,011 百万 USD	106,817 GWh	5.63 米 ^{セン} /kWh
	A 重油	1,132 KL	446.8	1			
	C 重油	3,032,657 KL	347.3	1,053			
	石炭	21,604,464 ton	58.9	1,273			
	天然ガス	266,539MMSCFT	3,057.6	815			
2010	軽油	6,887,455 KL	666.5	4,590	9,027 百万 USD	112,484 GWh	8.02 米 ^{セン} /kWh
	A 重油	6,895 KL	646.7	4			
	C 重油	2,430,584 KL	567.4	1,379			
	石炭	23,958,699 ton	72.3	1,733			
	天然ガス	283,274MMSCFT	4,658.2	1,320			
2011	軽油	8,943,880 KL	970.4	8,679	14,185 百万 USD	128,935 GWh	11.00 米 ^{セン} /kWh
	A 重油	13,923 KL	938.0	13			
	C 重油	2,509,047 KL	801.0	2,010			
	石炭	27,434,163 ton	79.6	2,185			
	天然ガス	285,722MMSCFT	4,544.3	1,298			
2012	軽油	6,625,335 KL	950.1	6,295	12,822 百万 USD	135,670 GWh	9.45 米 ^{セン} /kWh
	A 重油	4,065 KL	949.7	4			
	C 重油	1,585,395 KL	777.1	1,232			
	石炭	35,514,791 ton	79.2	2,814			
	天然ガス	365,927MMSCFT	6,769.0	2,477			

その軽油、重油の購入価格は国際原油価格から推定される輸送費込みの製品価格とほぼ等しいと判断される。(図 5-10)

図 5-10 I 国 PLN の石油製品（火力燃料）の調達価格と米国原油市場価格



なお、IPP の火力発電燃料費に関しては、公表データがほとんどなく分析できていない。

(7) 政府補助金（補助指標 S3）

I 国の電気料金についてはアクセスに関する 5.1 (5) 項にも記載したように政府から国有電気事業者に対して補助金が支払われており、その金額及び比率は表 5-4 の通りである。

表 5-4 I 国の電気料金に対する政府補助金

	2008	2009	2010	2011	2012
補助金額 (十億ルピア)	78,577	53,720	58,108	93,178	103,331
補助金 (kWh 当たりルピア)	609	399	394	590	594
同上補助金 (kWh 当たり米ドル)	5.20	3.21	4.35	6.72	6.31
政府税収と税外収入の合計(十億ルピア)	981,609	848,763	995,272	1,210,600	1,358,205
同上米ドル換算 百万 USD	83,840	68,298	109,636	137,992	144,198
政府収入からの電力補助金割合	8.0%	6.3%	5.8%	7.7%	7.6%

5.3 低炭素

(1) 電力消費量当たりの CO2 排出係数（サブ指標 S3）

I 国の発電からの CO2 発生量ならびに消費電力当たりの CO2 排出係数は表 5-5 の通りである。I 国の場合は、石炭が国内で産出しかつ 2012 年には 3 億 5 千万トンを輸出する世界一の石炭輸出国である。図 5-9 にも示したように近い将来に運転を始める発電所も石炭火力が多い。今後の低炭素に向けての I 国の政策課題は高効率の石炭火力設備の採用の拡大で

あると考えられる。

表 5-5 I 国火力発電からの CO2 排出と消費電力当たりの CO2 排出係数

	2008	2009	2010	2011
石炭火力からの CO2 排出量 (000ton)	81,715	81,704	76,878	100,803
ガス火力からの CO2 排出量 (000ton)	12,737	18,532	18,816	17,966
石油火力からの CO2 排出量 (000ton)	31,179	26,126	25,892	30,833
合計 (000ton)	125,631	126,362	121,586	149,602
電力消費量 (GWh)	129,019	134,582	147,297	157,993
CO2 排出係数 (g-CO2/kWh)	974	939	825	947
火力発電量(発電端)	129,600	136,120	142,968	161,622
火力発電の CO2 排出係数 (g-CO2/kWh)	969	928	850	926

(2) 火力発電の CO2 排出量、送配電ロス（補助指標 S1、S2、S3）

火力発電の CO2 排出係数は表 5-5 の最下 2 行に記載した。消費電力に対する CO2 排出係数とあまり変わらないが、火力発電の発電量が発電端であり又送配電ロスも考量していないことから同程度の排出係数となった。送配電ロスに関しては、図 5-8 に示した通りである。又、電力の CO2 総排出量も表 5-5 に記載している。

(3) 再生可能エネルギー（補助指標 S4、S5）

再生可能エネルギーによる発電設備の設備容量と発電量に関しては、表 5-2 に記載した。なお、表 5-2 はグリッド接続の再生可能エネルギー発電設備のみであるが、グリッド非接続の設備に関する情報入手は困難であった。

I 国の再生可能エネルギーによる発電電力買取制度に関しては、PLN が買取義務を有しており、その買取価格は表の通りである。

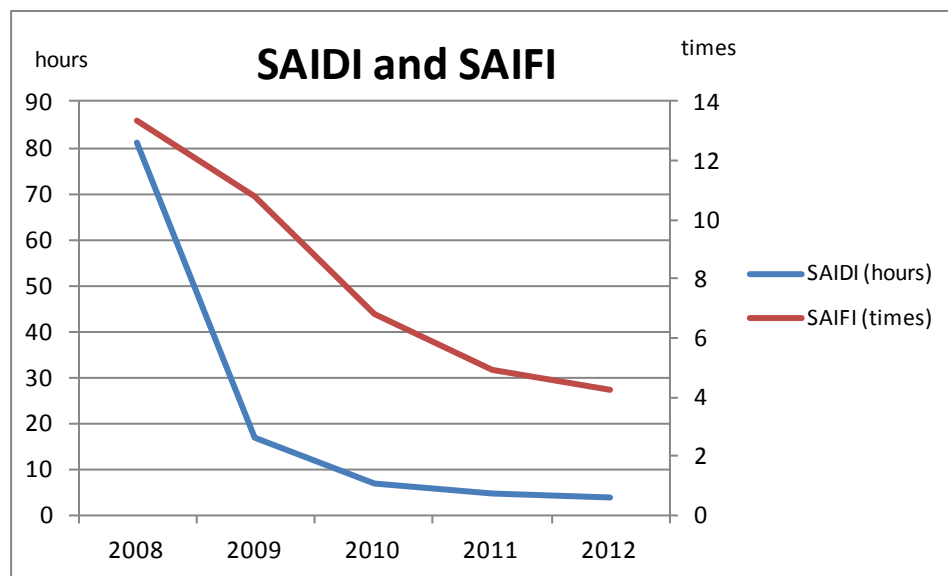
表 5-6 I 国の再生可能エネルギーによる発電電力買取価格

再生可能エネルギーの種類	電力買取価格
地熱	競争入札により決定。上限価格あり。スマトラ島高压送電 10 米 [₹] /kWh。パプアでは 18.5 米 [₹] /kWh。
太陽光	競争入札により決定。上限価格 25 米 [₹] /kWh。国産化割合 40%以上では 30 米 [₹] /kWh。
小水力	地域や電圧により差がある。ジャワ島高压 656 ルピア/kWh。パプア中圧 1,506 ルピア/kWh。
バイオマス	地域や電圧により差がある。ジャワ島で 10MW 以下中圧 975 ルピア/kWh。パプア低圧 1,722 ルピア/kWh。

5.4 低リスク

I国における SAIDI と SAIFI は図の通りであり、2008年から2012年にかけての間においては、相当の改善が見受けられる。

図 5-11 I国の SAIDI と SAIFI

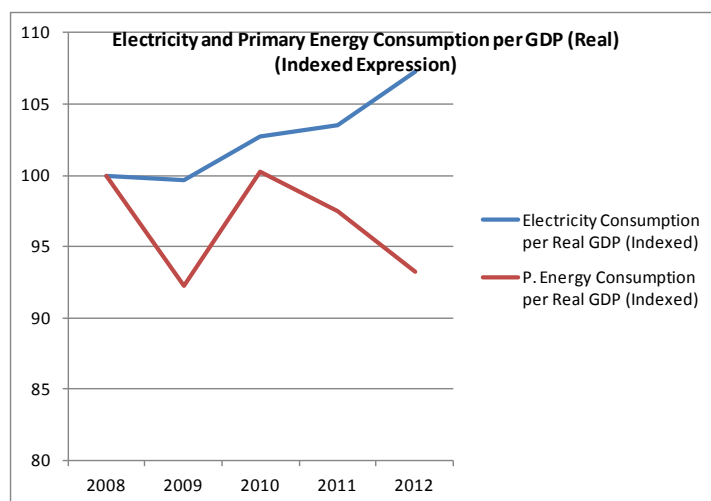


5.5 効率性

(1) 電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位（サブ指標と補助指標 S1）

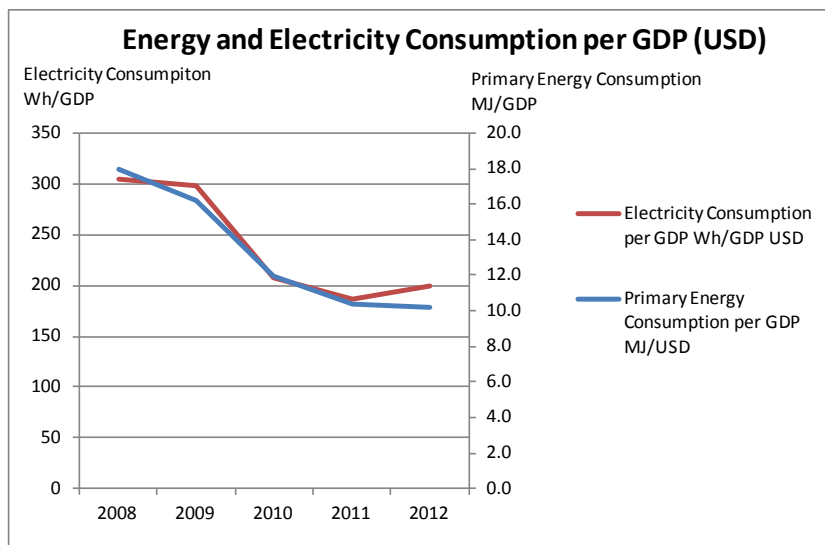
I国における実質 GDP に対する電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位を表示したグラフが図 5-12 である。なお、実質 GDP に対する消費量であるので、2008 年を 100 とした指数表示としている。

図 5-12 I国の実質 GDP に対する電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位の推移



なお、電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位を実質 GDP ではなく、名目 GDP とし米ドル換算した GDP を基準にすると図 5-13 のようになる。

図 5-13 I 国の電力消費原単位と一次エネルギー消費原単位の推移(対米ドル名目 GDP)



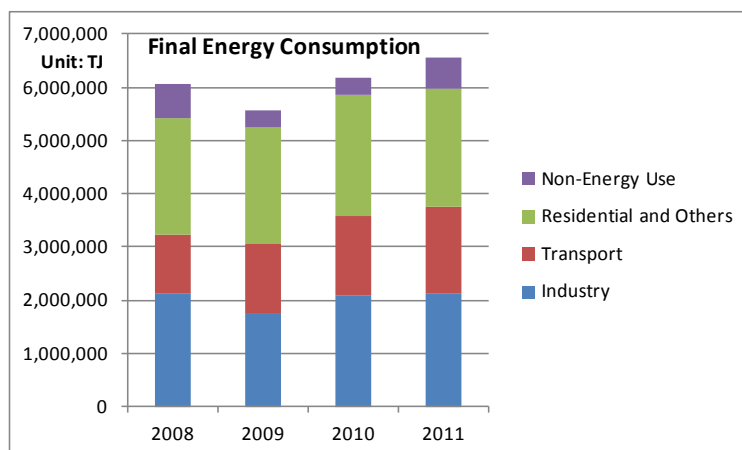
(2) 電力デマンドサイドマネージメント、省エネ制度（補助指標 S2、S3）

大口電力需要家には時間帯別消費電力が計測可能なスマートメータも使用されており、電力デマンドサイドマネージメントが一部では既に実施されている。I 国の省エネ制度の中で最も進んでいるのが、CFL（電球型蛍光灯）のラベリング制度であり、ラベリング制度の対象機器の拡大に向けても取組中である。

(3) 部門別最終エネルギー消費（補助指標 S4）

I 国の部門別最終エネルギー消費は図 5-14 に示した通りである。

図 5-14 I 国の最終エネルギー消費



5.6 財務健全性

(1) 利益の確保 (サブ指標 1)

利益確保の指標である電力収入利益率と社債・長期借入金と利益と減価償却費の合計への比率は表 5-7 の通りである。

表 5-7 I 国 PLN の電力収入利益率と社債・長期借入金利益率

	2008	2009	2010	2011	2012
電力収入利益率	-7.6%	7.2%	6.3%	3.5%	1.4%
社債・長期借入金と利益と減価償却費合計への比率	-1.5%	24.1%	21.0%	16.1%	14.4%

2008 年は赤字であり、減価償却費を合計しても赤字となる状態であった。2008 年のみであるが、その原因としては表 5-8 に損益計算書を示したが、2008 年の燃料潤滑油費が 107,783 十億 Rp であり 2009 年や 2010 年より多額であったことが分かる。

表 5-8 I 国 PLN の損益計算書 (単位：十億ルピア)

billion Rupiah					
Year	2008	2009	2010	2011	2012
Income Statements					
Electricity Sales excluding Subsidy	84,250	90,172	102,974	112,845	128,028
Other Sales	1,381	1,330	1,293	1,995	1,297
Subsidy received relating to Electricity	78,577	53,720	58,108	93,178	103,331
Sales Total	164,209	145,222	162,375	208,017	232,656
Cost of Fuel and Lubricants	107,783	76,235	84,191	120,553	136,535
Electricity Purchase	20,743	25,448	25,218	29,718	2,940
Maintenance	7,620	7,965	9,901	11,607	17,567
Depreciation Others	11,373	11,835	12,559	13,917	19,499
Other Operating Expenses	13,079	13,794	17,241	17,602	26,574
Total Operating Expenses	160,598	135,276	149,108	193,397	203,115
Net Financing Income or Expenses	-15,802	2,257	-1,867	-6,748	-28,509
Net Income Before Tax	-12,191	12,203	11,400	7,872	1,032
Tax Benefit (Expenses)	-112	-1,848	-1,313	-679	2,174
Net Income	-12,303	10,356	10,087	7,193	3,206

(2) 財務管理状況 (サブ指標 2)

I 国 PLN の財務管理状況についての指標は表 5-9 の通りであり、電気料金平均回収日数が半月以内であり、また仕入債務の売上に対する割合も相当低く健全である。

表 5-9 I 国 PLN の財務管理状況に関する指標

	2008	2009	2010	2011	2012
電気料金平均回収日数	10	12	11	12	12
仕入債務・電力販売収入比率	16.6%	10.5%	7.9%	11.1%	11.1%

(3) 財務報告的確性 (サブ指標 3)

I 国 PLN は国営会社ではあるが、社債を I 国通貨建てと米ドル建てで発行し、米ドル建て社債はシンガポールにおいても市場取引されていることもあり、12 月末の年度終了から 4 月程度で Deloitte が監査した財務諸表を公表しており、経営状況や財政状況について信頼性の高い情報を開示していると考えて良い。

(4) 電力セクターへの財政負担度 (サブ指標)

I 国政府の電気料金補助金については、表 5-4 に記載の通りである。今後も、一般家庭用は電力料金抑制のために継続すると思われるが、工業用・商業用の大口需要に対しては、補助金額を減額し、料金の値上げを実施していくことが予想される。

(5) 設備投資とその資金 (補助指標 S1、S2)

I 国 PLN の設備投資額とその資金に関する分析は表 5-10 の通りである。

表 5-10 I 国 PLN の 2008 年から 2012 年までの設備投資と資金調達の分析 (百万 USD 換算)

		2008	2009	2010	2011	2012
CF 計算書他から	有形固定資産の取得による支出	2,128	2,750	3,685	4,463	4,342
	現物出資による有形固定資産の取得	246	310	254	344	518
	合計(設備投資額)	2,373	3,060	3,938	4,808	4,860
貸借対照表から	有形固定資産簿価	16,827	16,710	23,205	29,776	38,011
	減価償却累計額	6,716	7,218	11,078	12,945	16,030
	建設仮勘定	4,537	6,315	11,769	11,177	10,915
	累計固定資産投資額	28,081	30,244	46,052	53,898	64,956
	累計固定資産投資額の増加額(A)	3,296	3,788	4,650	6,245	7,034
長期資金の借入状況	政府からの借入	276	236	222	686	925
	援助機関による融資	654	482	529	518	442
	輸出金融	962	1,056	1,983	2,081	2,456
	社債	2,435	3,721	5,139	6,373	7,140
	銀行借入	871	1,907	4,010	5,244	5,762
	1年以内返済予定の長期借入	550	289	418	1,071	1,502
	長期借入合計	5,748	7,692	12,301	15,973	18,227
	長期借入合計の増加額 (新規借入と返済額の差) (B)	1,932	2,277	1,771	3,244	3,349
	(B)が(A)に占める割合	59%	60%	38%	52%	48%

(注) 2012 年より会計方針変更により固定資産に IPP の資産も含まれているが、2011 年までの比較を可能とするために 2012 年金額を調整している。各年の平均レートで換算しているために、合計と差額は必ずしも一致しない。

I 国 PLN は、継続して設備投資を実施している。固定負債の推移を見ると表 5-11 のように社債による資金調達が増加してきている。

表 5-11 I 国 PLN の固定負債の推移 (単位: 十億ルピア)

	billion	Rupiah				
	Year	2008	2009	2010	2011	2012
Non-Current Liabilities		123,079	154,809	164,655	208,251	315,503
Government Loans		3,232	2,938	2,017	6,017	8,708
WB, Other Multilateral, Bilateral ODA Loans		7,661	5,987	4,802	4,548	4,164
Export Credits Liabilities		11,268	13,125	18,002	18,256	23,130
Bonds Payable		28,508	46,246	46,656	55,908	67,251
Bank Loans		10,192	23,705	36,400	46,003	54,272
Employees Benefit Obligations		12,969	13,903	16,359	18,967	22,091
Deferred Tax Liabilities (Non-Current)		8,274	9,398	9,979	9,669	3,305
Other Non-Current Liabilities		40,975	39,508	30,440	48,882	132,582

(6) 労働生産性 (補助指標 S3)

I 国電気事業者 PLN の一人当たり電力販売と利益額は表 5-12 の通りである。電力販売量の増加に伴い従業員数を増やしている。一人当たりで見て、概ね生産性は上昇している傾向と見受けられ問題ないと考える。

表 5-12 I 国 PLN の一人当たり電力販売と利益額

	2008	2009	2010	2011	2012
従業員数	38,532	42,096	42,816	43,464	47,976
電力販売量 GWh	129,019	134,582	147,297	157,993	173,991
従業員一人当たり電力販売高 百万ルピア	4,226	3,418	3,762	4,740	4,822
従業員一人当たり電力販売高 千 USD	361	275	414	540	512
従業員一人当たり電力販売量 MWh	3,348	3,197	3,440	3,635	3,627
従業員一人当たり利益額 USD	-27,272	19,795	25,951	18,865	7,095