

ASEAN のエネルギーとラオスにおける電力事情

春日 尚雄

Energy in ASEAN and the Electricity Situation in Laos

Hisao KASUGA

はしがき

コロナ・パンデミックにより一時的に減少したが、ASEAN 各国におけるエネルギー需要は中長期的に増大しており、特に電力需要の伸びは著しく経済発展にともなう産業向け需要拡大に加えて、ライフスタイルの変化による需要増が大きいと考えられる。そのため ASEAN は電力発電用の燃料がより必要とされるが、ASEAN は域内生産ではまかなえず石炭を除き石油、ガスの純輸入地域になりつつある。また地球温暖化対策の観点から、発電用燃料として化石燃料を使うことに国際的な批判が年々高まっており、安価で豊富な石炭が安易に使われることには次第に歯止めがかかると思われる。但し ASEAN 各国の電源構成を見ると各国で大きく異なっており、石炭に比べてクリーンであるとされる天然ガス・LNG、あるいは再生可能エネルギーを拡大することで石炭の利用を減少させることができるかは、ASEAN の経済成長とのトレードオフの関係にあるともいえ国際エネルギー機関 (IEA) による持続発展を前提とした見通しは厳しいと思われる。

ASEAN 経済共同体 (AEC) の枠組みでは、「高度化した連結性と分野別協力」にエネルギー協力が含まれ、将来さらに逼迫するエネルギー情勢を背景として ASEAN の「エネルギー連結性」の重要性が増していると言える。エネルギー協力の具体的なプロジェクトとしては、ASEAN 電力網連系、ASEAN 横断ガスパイプラインを含めたエネルギーの相互供給、補完を中心とした分野が柱となっている。

また GMS (拡大メコン圏) などサブリージョナルな枠組みによるエネルギー協力としては、メコン地域の電力融通のプロジェクトがありその核となっているのは、メコン川水系を利用した水力発電を拡大させているラオスである。ラオスは周辺国との電力輸出入があり、その中でもタイへの電力輸出が多いが、タイの国内事情も大きく影響している。ラオスにおける水力発電開発への投

資は、タイを含めた外国資本によりおこなわれているケースが多いが、その中でも中国は「一帯一路」構想の一環として電力インフラ開発を近年大規模に進めている。但し、中国による電力開発はすでに過剰であり、他の一帯一路関連の投資と同様にラオスにおいても公的債務問題の原因を作り出す可能性が高い。

第1節 ASEAN におけるエネルギーの状況

1. ASEAN におけるエネルギー需要の拡大

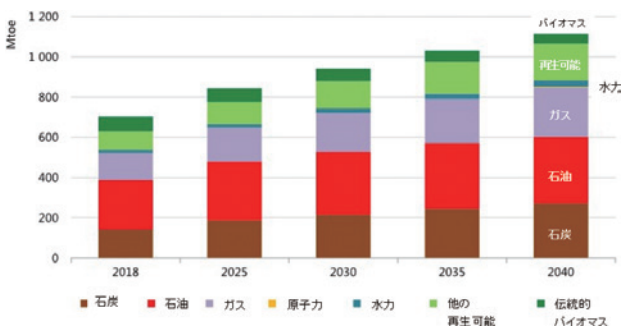
IEA による、近年の「世界エネルギー見通し」(各年版) (World Energy Outlook) によれば、新型コロナウイルス (Covid-19) のパンデミックが、エネルギー分野にも大きな混乱を引き起こした影響もあり、急速に進むクリーンエネルギーへの転換の見通しに関して、持続可能なエネルギーシステムを構築しようとする取り組みを後退させる可能性もあるとしている。

一方、ASEAN における状況としては、IEA の「東南アジアエネルギー見通し」(各年版) (Southeast Asia Energy Outlook) によれば、2040 年に向けた今後の ASEAN の電力需要の伸びは年平均 6% とされ世界で最速の地域の一つになるだろうと予測している。一次エネルギーベースの ASEAN における需要は 2000 年以降で 80% 以上増加したが、2040 年には 2018 年との比較で 410 万 Mtoe (million tonnes of oil equivalent: 100 万石油換算トン) すなわち現在より 60% 増加し 1,110 Mtoe に達すると見積もられ、これは年平均 2.1% の増加を意味する。ASEAN の人口は現在の 6 億 4000 万人から 7 億 6000 万人に増加する見込みであるが、エネルギー需要の増加は主に工業部門の拡大によるものである¹。石油需要および天然ガス需要はともに増加するが、主に発電用の石炭需要はさらに高まり、石油と並んでエネル

¹ IEA (2019a) より。

ギー・ミックスの中で大きなシェアを占めるようになり 2020 年の ASEAN 全体の電源構成では 44.3% を占めるまでに増加している。再生可能エネルギーが一次エネルギー構成に占めるシェアは、むしろ低下する見通しであるが、主に調理用に使われてきた、伝統的なバイオマスの使用量が経済発展と共に減少すると考えられていることが主な理由となっている。風力、太陽光などを中心とした電源構成に占める再生可能エネルギーは伸びつつあるが、IEA が想定するような急拡大によって石炭火力を代替できるかどうか最大の課題になっている。

図 1 ASEAN における一次エネルギー需要見通し (2018-2040 年)



(出所) IEA (2019a) に筆者加筆

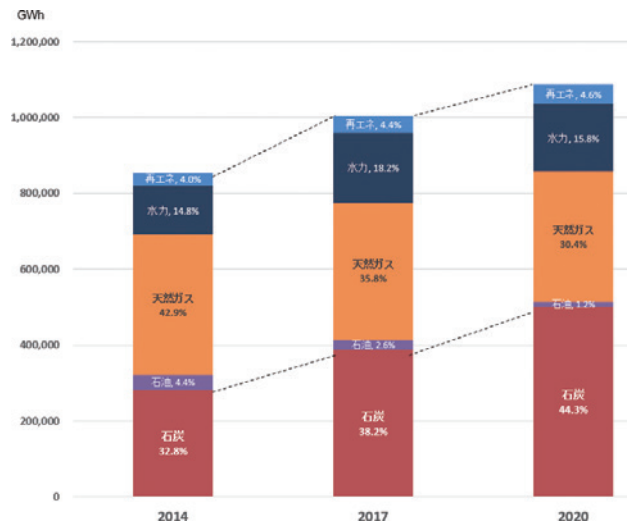
図 1 の 2040 年までの ASEAN の一次エネルギー需要見通しからも判るように、大幅に伸びる電力需要をまかなうため、IEA (2019) では石炭が燃料として依然第一選択肢となると見ている。発電に占める燃料としての割合も増加傾向となり、現在の三分の一程度から 2040 年には 50% を越えると IEA は見ている。資源別の需給ギャップについては、利用の増える石炭や天然ガスについては域内ではインドネシアを中心に生産が多いが、原油については輸入に頼らざるを得ず、原油はより輸入依存度が高まることからエネルギー安全保障上から問題となる。石炭・天然ガスについて、ASEAN は 2021 年に世界から 198 億ドルの天然ガスを輸入し、255 億ドルを輸出しており 57 億ドルの輸出超過である。一方、石炭はエネルギー需要の拡大に伴い、2005 年から 2020 年にかけて、ASEAN の石炭の輸入量は 3 倍に拡大したが、2021 年は輸入 (140 億ドル) の約 1.6 倍の石炭を輸出し、やはり輸出超過となっている²。このように現在純輸出となっているが、2040 年には ASEAN はトータルでエネルギーの純輸入地域になる見込みである。

2. ASEAN における電源構成の状況

国際世論による脱炭素の動きが急激に強まっている

が、ASEAN の経済成長にともなう旺盛な電力需要をまかなうために、ここまで石炭火力発電を大幅に拡大することでもかかってきた。実際、2014 年から 2020 年における ASEAN 全体の電源構成を見た場合には、石炭火力の比率が高くしかもその増加率が IEA の予想を超えて高まっていることがわかる。

図 2 近年の ASEAN における電源構成の変化 (2014-2020 年)



(出所) IEA Statistics と表 1 より筆者作成

図 2 は ASEAN 全体の 2014 年から 2020 年の電源構成の変化であるが、その間 ASEAN の総発電量は 30.6% 増加し、これは年平均にして 4.6% 増加したことになる。ちなみにこの間に ASEAN の総 GDP は 25.0% 増加しており発電量の増加率が上回っている。総発電に占める石炭火力の比率は 2014 年の 32.8% から 2017 年は 38.2%、2020 年の 44.3% と一貫して増えていることが分かる (2019 年は 43.0%)。一方、石油による発電は大幅に減少し、2020 年でわずかな比率を占めるだけになっている。クリーンエネルギーとされる天然ガス (LNG) による総発電量は増加しているものの、総発電量に占める割合は 2014 年の 42.9% から 2020 年の 30.4% にむしろ大幅に減少している。水力発電の総発電量はあまり変わらず、再生可能エネルギーによる発電量は伸びているが、2020 年で全体の 4.6% にとどまっている。

² JETRO 「海外ビジネス情報」2023 年 5 月 11 日。

表1 ASEAN各国における電源構成の変化(2014-2019/2020年)

ASEAN各国電源構成(自国生産のみ)(2014/2017/2020)	GWh									
	石炭	石油	天然ガス	水力	再生可能	計	2014	2017	2019	2020
ブルネイ	0	43	4,461	0	1	4,506	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	0	45	4,110	0	2	4,157	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	484	47	4,400	0	2	4,933	9.8%	1.0%	0.0%	0.0%
カンボジア	906	337	0	1,907	20	3,170	28.6%	10.6%	0.0%	0.6%
	3,911	297	0	2,733	57	6,998	55.9%	4.2%	0.0%	0.8%
	3,734	732	0	4,025	184	8,675	43.0%	8.4%	0.0%	2.1%
インドネシア	120,332	25,782	56,287	15,148	11,005	228,555	52.6%	11.3%	24.6%	4.8%
	147,875	19,413	55,320	18,632	13,629	254,869	58.0%	7.6%	21.7%	5.3%
	174,493	9,997	61,332	21,185	27,977	295,123	59.1%	3.4%	20.8%	9.5%
ラオス	-	0	0	15,270	0	24,940	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	10,927	0	0	20,102	36	31,065	35.2%	0.0%	0.0%	0.1%
	11,406	0	0	19,738	88	31,232	36.5%	0.0%	0.0%	0.3%
マレーシア	55,827	3,490	73,836	13,388	927	147,469	37.9%	2.4%	50.1%	0.6%
	71,959	1,527	63,273	26,575	1,168	164,502	43.7%	0.9%	38.5%	0.7%
	80,633	969	65,156	26,666	2,353	175,778	45.9%	0.6%	37.1%	1.3%
ミャンマー	286	65	4,977	8,829	-0	14,157	2.0%	0.5%	35.2%	0.0%
	1,415	69	8,345	12,584	9	22,422	6.3%	0.3%	37.2%	0.0%
	2,262	109	11,321	10,518	45	24,256	9.3%	0.4%	46.7%	0.2%
フィリピン	33,054	5,708	18,690	9,137	10,672	77,262	42.8%	7.4%	24.2%	13.8%
	46,847	3,787	20,547	9,611	13,578	94,370	49.6%	4.0%	21.8%	14.4%
	57,890	3,752	22,354	8,025	13,994	106,041	54.6%	3.5%	21.1%	13.2%
シンガポール	542	345	47,042	0	1,450	49,380	1.1%	0.7%	95.3%	2.9%
	679	366	49,719	0	1,622	52,386	1.3%	0.7%	94.9%	3.1%
	650	217	51,760	0	2,430	54,470	1.2%	0.4%	95.0%	4.5%
タイ	37,579	1,721	118,560	5,540	10,230	173,631	21.6%	1.0%	68.3%	5.9%
	35,640	412	120,015	4,833	21,039	181,940	19.6%	0.2%	66.0%	11.6%
	35,581	236	121,117	6,446	27,301	190,681	18.7%	0.1%	63.5%	14.3%
ベトナム	34,563	449	47,211	58,544	145	140,913	24.5%	0.3%	33.5%	0.1%
	67,558	700	41,020	88,982	2,527	198,659	34.0%	0.4%	20.6%	1.3%
	118,806	2213	42,507	66117	8382	238,025	49.9%	0.9%	17.9%	3.5%
ASEAN計	283,089	37,940	371,064	127,763	34,451	863,953	32.8%	4.4%	42.9%	4.0%
	386,811	26,616	362,349	184,052	44,032	1,011,368	38.2%	2.6%	35.8%	4.4%
	500,574	13,365	343,523	178,411	51,400	1,129,214	44.3%	1.2%	30.4%	4.6%

(注) 各国データについては統計の入手性から最新を2019年とし、ASEAN合計は2020年を使う。

(出所) IEA Statisticsより筆者作成

ここで ASEAN 各国別に状況を見てみたい。表1から ASEAN 各国においては電源構成がそれぞれの国で大きく異なり、これまでの脱炭素の流れを受けて使用される発電燃料にも顕著な特徴が見られる。まず発電量が ASEAN 最大のインドネシアであるが、2014年から2019年で総発電量は29.1%増加し、その間石炭火力による発電量は45%増加したことで、総発電量に占める石炭火力の比率は59.1%に高まった。ベトナムは急速な経済発展で総発電量も当該期間に69%増加し、タイを抜いてインドネシアに次ぐ ASEAN 2 番目の発電量になった。ベトナムの石炭火力はこの間243.7%増加し、石炭火力比率は49.9%となった。タイは自国生産分の総発電量では当該期間に9.8%の増加にとどまっておらず、石炭火力も微増である。タイはラオスからの電力輸入に依存する傾向が強まっている。マレーシアは当該期間の総発電量は19.2%増加し、石炭火力は44.4%増加した。またマレーシアは天然ガスによる発電がこの間11.8%減少していることが特記される。フィリピンは当該期間の総発電量は37.2%増加し、石炭火力は66%と大きく増加している。シンガポールは当該期間の総発電量の増加は10.3%であり、発電燃料は天然ガスが95%と変わっていない。ラオスは当該期間の総発電量は25.2%増加しているが、石炭火力が急増している模様（一部データ不詳）で、2019年の石炭火力比率は36.5%、水力発電比率が63.2%となっている。

ASEAN の電源構成は上記のように各国で異なっているが、これまでは全体として石炭火力を増加することで旺盛な電力需要を満たす発電量を補っている構図である。また石炭に比べてクリーンな発電燃料とされている天然ガスによる当該期間の総発電量は、増えておらずほとんど変わっていない。さらに脱炭素の流れから最も期待されている再生可能エネルギーであるが、ASEAN 全体では当該期間に電源構成に占める再生可能エネルギー比率として4.0%から4.6%に上昇している³。但し、再生可能エネルギーについては特定国に集中しており、インドネシア、タイ、フィリピンの3カ国で大半を占めている⁴。

3. 石炭火力に関する見直し

IEA「世界エネルギー見直し」(各年版)によれば、

³ IEA は水力を再生可能エネルギーとしてカウントする場合があるが、ここで水力発電は再生可能エネルギーと定義しない。

⁴ インドネシアは風力、太陽光、バイオ燃料、地熱発電、タイはバイオ燃料、フィリピンは風力、太陽光、地熱発電が主たるものとなっている。

世界の電源構成における石炭が占めるシェアは依然高く、2020年で36.7%となっている。これまで IEA は2040年を見据えた①「現状政策」(CPS: Current Policies Scenario)、②「既定政策」(SPS: Stated Policies Scenario)、③「持続可能政策」(SDS: Sustainable Development Scenario)の3つのシナリオ⁵に基づいて分析をおこない、より脱炭素社会にとって好ましい SDS へ誘導するためには各国のイニシアティブが必要としてきた。

ASEAN における見直しは、IEA「東南アジアエネルギー見直し2019年」によれば2040年における石炭火力発電はCPSで現状の3倍、SPSで2倍を見込んでいる。SPSにおいて2040年のCO₂排出量は現状より60%増加すると見積もられている⁶。最も好ましいと考えられる SDS においては、2040年の電源設備容量で見た場合、太陽光発電、水力、天然ガス、風力発電の順となり、石炭火力設備は2022年頃にピークアウトし減少する、というシナリオが描かれている⁷。こうした複数のシナリオの違いで際だって問題となるのは石炭火力発電の見直しであろう。ASEAN の2019年から2040年における総発電量は84.4%増加(年率3.0%に相当)することが見込まれているが、各シナリオのうち SDS によれば石炭火力を現状の六分の一にし石炭火力比率を3.9%まで下げることが顕著な特徴となっている。(表2)

2040年におけるCPS、SPS、SDSの3つのシナリオにおいて、天然ガス、LNGの利用については大きく変わらないものになっており、石炭火力と水力を含む再生可能エネルギーがトレードオフの関係になっていることが分かる。石炭火力発電に対しては国連気候変動枠組条約第26回締約国会議(COP26)において石炭火力発電が「段階的廃止」から「段階的削減」へ修正されたが、気候変動に端を発した国際的な脱炭素の動きの中でも化石燃料とりわけ石炭の利用について強い制限を課せられたことは確かである。一方で、ASEAN 域内における石炭火力発電のプロジェクトはこれまで継続されてきたのは事実であり、現在稼働中の発電所以外に建設中もしくは計画中的のものもあり、それらはインドネシアとベトナムという ASEAN の中で発電量の1、2位の国に集中し

⁵ IEA (2020b) ではこれらの従来のシナリオは、① Covid-19 が徐々に制御下に置かれ、世界経済が同じ年に危機前のレベルに戻るシナリオ (STEPS: Stated Policies Scenario)、②パンデミックの回復が大きく遅れるシナリオ (DRS: Delayed Recovery Scenario)、および③持続可能シナリオ (SDS) の3つとしており、WEO の各年版で表記が頻繁に変化している。

⁶ IEA (2019a) p.16。

⁷ IEA (2019a) p.110。

表2 ASEANにおける2040年電源構成3つのシナリオ

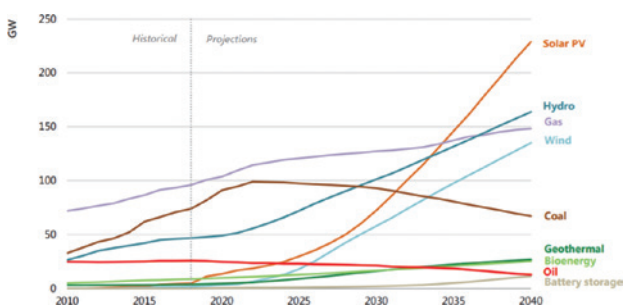
(TWh)	2019年	2040年		
		SDS	SPS	CPS
石炭	486	81	929	1,205
石油	18	8	15	16
天然ガス	380	504	684	661
原子力		16	12	12
水力+再エネ	247	1,474	706	510
合計	1,129	2,083	2,345	2,404

(出所) IEA (2019a) に筆者加筆

ている。

また SDS シナリオ実現のためのロードマップとして、図3のような電源構成が IEA から提示されているが、これによると石炭火力発電は 2023 年頃にピークアウトし 2040 年まで減少を続ける。この減少分を補うために再生可能エネルギー、特に太陽光発電が大きな比重をもつようになり、次いで水力、天然ガス、風力の順となるとしている。

図3 IEA による ASEAN の 2040 年までの電源構成予測 (SDS シナリオに基づく)



(出所) IEA (2019a)

このような太陽光発電の劇的な増加により、ASEAN の電源構成が大きく変化を遂げられるかどうかは疑問が残る。経済成長が続く ASEAN 各国の旺盛な電力需要を満たすためには大まかに年率 4-5% の発電量増加が必要で、かつ石炭火力発電のフェードアウトを両立するには、大きな設備投資と太陽光発電の技術革新が求められるだろう。加えてデータの現状比率が下がり続けている天然ガス発電、メコン川などで大規模ダム建設によって環境破壊が起きているとされる水力発電の増加を前提とすることにはこれも別の問題があるだろう。

送電の効率化については ASEAN パワーグリッド (APG) 構想 (あるいは GMS グリッド計画) が古くからあるが、ここでは触れないことにする。但し、最近の動きとして 2022 年に開始されたラオスの水力発電所由来の電力をタイ、マレーシアを経由してシンガポールが購入する「ラオス・タイ・マレーシア・シンガポール電力統合プロジェクト (LTMS-PIP)」が始まった例がある。ただこれも高価な建設コストや技術的な問題などが

ら、ASEAN 全域で電力の融通、相互供給をはかるという本来の目的を達するまでにはさらに長い年月がかかることが見込まれる。

加えて、2022 年 2 月ロシアによるウクライナ侵攻が勃発したことで状況が大きく変化し、世界的なエネルギー価格の高騰、不足がすでに起きていることから、今後は石炭火力の利用についてより現実的な判断をすることが世界的に求められる可能性がある。日本の石炭火力発電効率化の技術である、超々臨界圧 (USC)、コンバインサイクル複合発電 (IGCC)、燃料電池複合発電 (IGFC)、アンモニア混焼発電といった日本が強みを持つ高度な技術についても ASEAN で活用されることが考慮されるべきではないか。

第2節 ラオスにおける電源開発と水力発電

2023 年 9 月にラオス・ビエンチャンからカンボジア・プノンペンまでの現地走行調査をおこなった。走行距離は約 1,500km であり、交通インフラに関する調査が主体であったが、同時に中部～南部ラオスを中心に同国の電力事情の調査をおこなった。

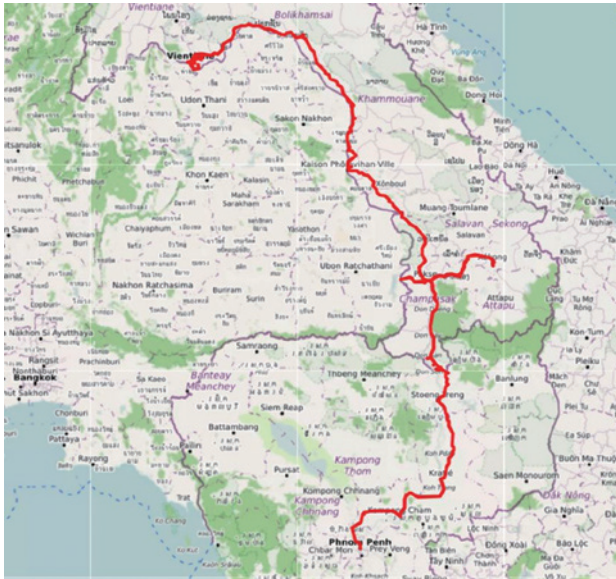
1. ラオスの電力インフラ概要

ラオス国内の水力、火力を含む発電設備容量は 9,500MW、そのうち国内供給用は 3,100MW であり、国内の最大電力需要は小さく 1,500MW 程度とみられる。そのうち水力発電の包蔵水力は 25,000MW とされ⁸、現時点までに建設されたメコン川水系のダムは 63 カ所、水力発電所は 100 カ所に達したが、これまで開発されたのは 20% 程度にとどまっているとされ水力発電の開発ポテンシャルは大きい。また前節で触れたようにラオスにおいても石炭火力発電も急増しており、すでに 2019 年で総発電量の 40% 近くまで増大している。ラオスの輸出品目のうち電力が一位となったのは 2017 年からで、2020 年のラオスの総輸出額 62 億 5000 万ドルのうち 15 億ドルと四分の一程度を電力が占めている。そのためラオスの周辺国との電力融通を拡大させるため、相互の電力システム間を連系させることで電力のさらなる輸出をはかる構想があるが、後述する問題から現時点では周辺国の電力システムと自由に接続できる状態とは言えない。

ラオスの電力システムは、輸出専用の発電所からタイなど隣国の電力システムもしくはユーザーに直結する送電線と、

⁸ EDL 資料によれば、包蔵水力 25,000MW の内訳として、①メコン支流 56%、②メコン本流 35%、③その他 9%となっている。

図4 2023年9月1日~10日現地調査走行ルート



(出所) 筆者作成

国内供給用の電力系統に二分されている特殊な状況にある。この輸出用と国内用の2系統は電力系統設備の信頼性が異なることから、同一の系統にすることは当面困難であると見られている。そのうち例外的に連系線によって隣国と同期しているのは、図5のようにタイの電力系統と6カ所、中国とラオス最北部の間で連系線があり、これは乾季においてはラオスで電力が不足し電力の供給を受ける必要があるという季節性があるためである。

電力輸出の形態としてはラオス電力公社 (EDL) 経由のもの、独立系発電事業者 (IPPs: Independent Power Producers)⁹ 経由のものがあるが IPPs によるものが圧倒的に多く電力輸出の93%を占めている¹⁰。IPPs による電力輸出は、電力の引き取り手である国外のオフテイカーとの長期電力購入契約に基づいており、多くがプロジェクトファイナンスによるものである。契約された国外のオフテイカーまでの送電は専用送電線を使っておこなわれる。したがって、IPPs による電力輸出は資金面から発送電まで EDL とほぼ無関係であり、国外の官民の投資家によるインフラ投資であることからラオス政府の対外債務となることもない。

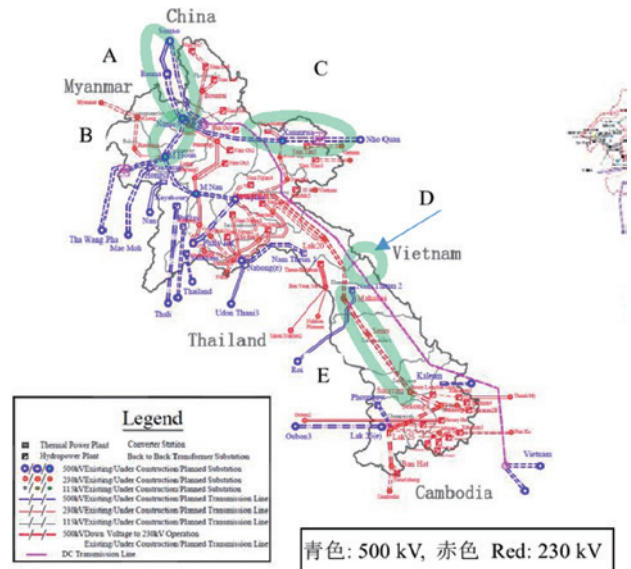
2. ラオスの余剰電力と EDL 財務

ラオス国内の電力需要は輸出向けに比べると小さいが、ラオス政府は国内需要を過大に予測し、2020年の

⁹ 正確には輸出向け IPP は IPP (e)、国内向け IPP は IPP (d) と呼ばれる。

¹⁰ エネルギー鉱業省、ラオス電力公団による統計、各種報道から。

図5 ラオス電力系統と国際連系線



Planning and Construction Plan for Laos Power Grid in 2030

(出所) JICA (2020)

実績 (1,200MW) と比べても2倍以上を想定していた。そのため2015年ごろから石炭火力含めて国内向けの発電所の建設が急速に進んだことで供給過剰能力が発生し、電力の全量買い取りの条件 (テイク・オア・ペイ) で EDL は契約していたことから、大きな財務的な負担を強いられることになった¹¹。2016年以降に顕在化したラオス国内の IPPs からの買電価格は $\text{¢}6.15/\text{kWh}$ であり、電力輸出の97%を占めるタイのタイ発電公社 (EGAT) からは融通電力の買電は $\text{¢}3.97/\text{kWh}$ 、EGAT 向け売電が $\text{¢}3.74/\text{kWh}$ であることからタイ向けはすでに売買電で逆ざやになっていたが、IPPs からの買い取り義務の発生によって EDL が財務悪化したことが推測される¹²。

EDL と EGAT の間で結ばれている電力融通契約であるが、EDL は EGAT から主に乾季に不足分を輸入している。主要因としては水力発電所の水量による稼働率変動であるが、発電所の位置や送配電ロスにも起因している。季節による水力発電所の稼働率については、雨季において60-70%であるとされるのに対して、乾季においては30-40%まで低下するとされ、年間の平均稼働率は45-50%と考えられる。

3. ラオスの広域連系の遅れとグリッドコード

ASEAN のエネルギー協力が進められる中、前述のように AEC2025 ブループリントにもある ASEAN 電力網連系 (APG) がフラッグシップ・プロジェクトとなっ

¹¹ JICA (2020)。

¹² 水野 (2018)。

ている。またサブリージョナルな取り組みとしては拡大メコン圏（GMS）の枠組みによるGMSグリッド構想によって、ラオスは2つの広域電力プロジェクトの恩恵を受けられるはずである。しかしながら、ラオスにおいては前述のように、IPPsによる国外との需要家（ほとんどがタイ）との専用送電によるもの以外は、EDLが整備するラオス国内の電力網の整備状況が貧弱であることに加えて、ベトナム、カンボジアなど周辺国との広域連系網を構築することができていないことが問題であろう。

電力の系統連系には複雑な技術的課題があり、その運用には高いノウハウと維持のための人員が必要となる。その中でもシステム同士を接続するための技術要件である、グリッドコードを整備する必要がある。日本においてもグリッドコードの検討会がしばしばおこなわれるが、これは太陽光・風力発電のような再生可能エネルギーおよび分散型電源の増加に対応することが目的であり、IEAでは6つのフェーズに分けて（先進）各国を評価している。ドイツのように、本来電気事業者が需給に基づき決定すべき、であるという考え方もあるが、日本では電気事業法「送配電等業務指針」に基づいた、ガイドラインである「系統連系技術要件」にあたる、としており先進各国でも同一ではない。

メコン地域においては、タイとベトナムはグリッドコードが制定されているとされるが、カンボジア、ミャンマーにはグリッドコードはないとされている。ラオスはEDLが制定しているが遵守されていない模様である。これらの国では統一したグリッドコードの制定と、遵守するための系統運用の能力や設備を強化、維持することが必要であろう。ラオスにおいては自国内の系統の強化をおこなうことが先決で、その上で系統連系を拡大するための能力整備をおこなうという順番になるのではない。アジア開発銀行（ADB）においてはGMS Draft Grid Codeの規定を暫定的に作ったが、統一されるかは不透明のようである。また各国の電力に対するニーズが変化しているので、これまで言われてきたように広域系統のメリットは確かにあるが、これを各国特にCLMが同じレベルで実現するにはASEAN、GMSを含めてかなりの支援が必要となるだろう。

4. ラオスの電源開発と外資の関与

ラオス国内では前述のように外資による電源開発が多くなっているが、特に「一帯一路」構想と密接に関連し中国による大規模インフラ開発が進んでいる。最たるものは高速鉄道整備であり、ビエンチャンから国境のポータン経由で雲南省昆明に達するルートで建設がおこなわれ、2021年にビエンチャンーポータン区間422kmが開

通した。鉄道、高速道路といった交通インフラに加えて、商業・観光関連の多くの大規模な不動産開発も進められているが、ラオスにおける多くの水力発電開発も中国が同様の手法で関与している。メコン川上流における中国のダム建設がメコン川流域国に大きな影響を及ぼしているが、ラオスの電源開発により一帯一路の東南アジアルートのエネルギーへの関与を強める狙いがあると考えられる。メコン川本流・支流に建設されているダム、水力発電所は輸出向け（IPP（e））もあるが、ラオス国内供給向け（IPP（d））に中国系が多く、これが発電能力過剰の一因となっている。

ラオスにおける中国企業による水力発電所の建設は著しいものがある。特にルアンパバーン北に位置するメコン支流であるOu川に建設済み、もしくは建設中の7カ所の水力発電所（Nam Ou1～7）だけでも発電容量の合計は1,272MWに達する。現在すでに存在する100カ所の水力発電所に加えて、2030年までに建設が計画されているのが200カ所以上あると考えられている。図6はルアンパバーンから35km北に建設された水力発電所（流込式）である。

図6 中国企業建設のNam Ou1水力発電所（北部）



（出所）2019年8月筆者撮影

さらに中国以外にタイ資本、マレーシア資本などによる発電所建設が進んでいる。かつて話題になったナムトゥン2ダムに続いてナムトゥン1ダム（重力式）が完成している。ピエンチャンから13号線を南へ220km、メコン支流ナムカディン川沿いに位置しており、2022年8月に商業運転を開始している。タイ資本およびEDLの4社合弁であり、電力はEGATとEDLに供給され発電容量は650MWでありナムトゥン2より小規模である（図7）。

さらにラオス、カンボジア国境に近いドンサホンではマレーシア企業が電源開発をおこなっている。南部チャンパサック県、カンボジア国境から2kmに位置しており、フーサホン分流とメコン川の合流地点にあたり2020年1月に商業稼働している。発電容量は260MW

図7 稼働を始めたナムトゥン1ダム・発電所（中部）



（出所）2023年9月筆者撮影

である。発電量の80%をカンボジアへ輸出、20%はタイ向けである。資本はマレーシア民間企業・メガファースト80%、EDLが20%、施工は中国水電がおこなった。コンセッション25年のBOT方式となっている。（図8）

図8 ラオス最南部ドンサホン・ダム・発電所（南部）



（出所）2023年9月筆者撮影

このように外資が水力発電の電源開発を積極的におこなう一方、現時点ですでにラオス国内向けの発電能力の過剰が発生しているため国内向けの稼働率が大幅に落ち始めており、前述の理由でEDLの収支、経営が急速に悪化することにつながっている。国内向けIPPは圧倒的に中国企業が多く、国内電力引き取り手（オフテイカー）はEDLであることから、EDLの信用力の問題から中国以外からの融資を組成することも困難であり、EDLの長期債務が積み上がりつつある。ラオスにとって交通インフラ以外にもう一つの「債務の罫」となりつつある。

2020年9月にはラオス国家送電線（EDL-T）が中国南方電網との合弁で設立され、EDLの高圧送電部門を売却・分離したが、EDLの財務改善が目的とみられる。国家の電力インフラを他国に売却することは安全保障上問題があり、ラオスにとって重大な事態であると思われる。

参考文献

- 石川幸一・清水一史・助川成也（2013）『ASEAN 経済共同体と日本—巨大統合市場の誕生』文眞堂。
- 熊谷章太郎（2019）「見直しが進むタイの電力政策」『Research Focus』No.2018-046、日本総研。
- 経済産業省（2014）『平成26年海外開発計画調査等事業進出拠点整備・海外インフラ市場獲得事業—メコン地域でのインフラ・コネクティビティ調査事業報告書』経済産業省。
- 国際建設技術協会（2020）「『東南アジアのバッテリー』ラオスのメコン川水力発電プロジェクトと交通インフラ」、『国建協情報』2020年7月号。
- JICA（2020）『ラオス国電力系統マスタープラン策定プロジェクト報告書』、国際協力機構（JICA）。
- 資源エネルギー庁（2019）「グリッドコードの体系及び検討の進め方について」資源エネルギー庁。
- 武石礼司（2014）『東南アジアのエネルギー—発展するアジアの課題—』文眞堂。
- 水野兼悟（2018）「ラオス電力セクター・電源開発と公的債務」『知的資産創造』2018年12月号。
- みずほフィナンシャルグループ（2017）『成長市場ASEANをいかに攻略するか』みずほフィナンシャルグループ・リサーチ&コンサルティングユニット。
- 渡里直広（2014）「目の前に迫るASEAN経済共同体設立とASEAN・パワーグリッドをめぐる最近の動き」『海外電力』2014年6月号、pp.33-39。
- ADB(2019). *Lao People's Democratic Republic Energy Sector Assessment, Stratgy, and Road Map*, ADB.
- IEA(2019-2022a). *Southeast Asia Energy Outlook*, IEA. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2022>
- _____(2019-2022b). *World Energy Outlook*, IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- ERIA(2015). *Study on Effective Power Infrastructure Investment through Power Grid Interconnection in East Asia*, ERIA Research Project FY2014 No.30, ERIA.
- Mekong River Commission (MRC) (2019). *State of the Basin Report 2018*. Mekong River Commission.
- World Bank(2023). *Lao Economic Monitor*, May 2023.