

**概要（事務局作成）****ASEANおよび東アジアにおけるアジアエネルギーインフラ投資概要：  
事業機会および課題（概要）**

ハン・プーミン 東アジア・アセアン経済研究センター（以下ERIAと省略）  
シニアエネルギーエコノミスト

アジア太平洋地域では今後、人口増加や経済成長にともなうエネルギー需要の増加が見込まれる。これに伴い、東アジアサミット(EAS)地域では、エネルギーの安定供給とコストが課題とされている。既に石油・ガス・石炭等のエネルギーの輸入への依存増加の兆候が見られており、エネルギー政策においてはエネルギー転換下における化石燃料の役割を考慮した柔軟性のあるエネルギーインフラ投資が必要である。

エネルギーインフラ投資の方針を決めるには、まず政策の策定が必要である。例えば ASEAN では、ASEAN エネルギー協力行動計画(APAEC)がエネルギー政策及び目標といった政策文書を主導する。2025 年までに一次エネルギー供給に占める再エネ割合 23%達成など目標を掲げ、水素や蓄電等の新興代替テクノロジーに対応するため、スマートグリッドと RE グリッド統合を追求するための政策を盛り込む予定だ。

加えて、新テクノロジーへの投資についても注目すべきである。エネルギー転換期において、再エネやクリーンテクノロジーは重要な役割を担うが高コストであるため、現在の政策では、2040 年まで EAS 地域における化石燃料の需要は増加し、供給量の大半を占めるとされる。故に、環境問題対応と同時にエネルギー転換下での各地域の経済成長を促進するためには、クリーン・コール・テクノロジー(CCT)や、スマートグリッド/IoT、水素関連事業など、新興クリーンテクノロジーへの投資が必要となる。

**① 新興 ASEAN におけるクリーン・コール・テクノロジーの必要性**

豊富かつ信頼性の高い石炭は、EAS 地域・新興 ASEAN で急速に拡大する電力需要を充足するための主要な資源であり、特に ASEAN 諸国では引き続き石炭火力発電所の建設が見込まれる。故に、最適な CCT 活用を行わない場合には、その結果として地球温暖化ガスや二酸化炭素の排出量を増加させる危険性がある。先進国では CCT などの GHG 排出削減のための技術革新が急速に進む一方で、新興国への普及は経済的な理由から遅れている。さらに、OECD 制約下でない中国が途上国への石炭火力発電所建設への資金提供を主導しており、持続可能なエネルギー開発を伴わない石炭使用が懸念される。

故に、アジア新興国の経済発展における CCT 導入の必要性など、環境への影響を考慮した持続可能性への対応の緊急性は高まっており、各国首脳は主要な方針案を検討すべきである。

**② 再生可能エネルギー普及の課題と機会 - スマートグリッド/IoTの適用**

東アジア・ASEAN の国にとって、再エネの利用率向上に向けた電力貯蔵とスマートグリッドの必要性が懸案となっている。風力、太陽光、バイオ燃料は今後、化石燃料に匹敵するコスト競争力を持つことが見込まれており、積極的な導入による CO<sub>2</sub> 排出量の大幅な削減が想定される。一方で、再エネを普及させるには、需要対応技術や情報技術（データ取得や通信等の IT）などの IoT を活用したスマートグリッドシステムへの投資が必要である。これらは、既に一部国家では電力系統安定化に貢献している一方、技術面・非技術面におけるリスクを含んでおり、現在も継続的な改善が必要である

一方で、スマートグリッドシステムへ投資することは関連する多様なインフラとの複雑な調整が必要であり、将来的な電力システム関連ビジネスの可能性を大きく広げることになる。

**③ 水素製造および水素サプライチェーンへの融資における課題と機会**

水素は低炭素・脱炭素化に対して大きな可能性を持ち、輸送や発電などの領域において、クリーンなエネルギーとして活用されることが期待されている。例えば IEA は、「クリーンかつ安全で適正価格のエネルギーという未来において重要な役割を果たす存在として水素のポテンシャルを引き出していく」べきと提言しており、再エネを活用した水素製造コストは今後 10 年間で 30%低減するものと見込まれている。

一方で、現状はコストや制度面での障壁が存在する。例えば、ある専門家は中国での水素プロジェクトにおける包括的な事業性精査の不足を指摘した。加えて、水素プロジェクトを推進する上で、現規制下での水素輸送の制限やオンサイト製造の不認可などの障壁も存在するとしている。

近い将来、水素エネルギー関連産業には大きな投資が行われることになると思われるが、水素利用の大規模化・適用に関する政策についてはさらなる検討が必要であると考えられる。

## ASEANおよび東アジアにおける アジアエネルギーインフラ投資概要： 事業機会および課題

ハン プーミン

東アジア・アセアン経済研究センター（以下ERIAと省略）  
シニアエネルギーインフラエコノミスト

まず初めに、新型コロナウイルス(COVID-19)がもたらすエネルギー需要および気候変動への影響についてお話をさせていただくことが極めて大切だと思う。各国で実施されているロックダウン(都市封鎖)や移動制限のような予防施策が理由で、世界経済はコロナウィルスのパンデミック(世界的流行)により急速な景気悪化に見舞われている。

このような景気の停滞は、世界のエネルギー需要やエネルギー関連 CO2 排出量を縮小させている。しかしながら、このような危機は一時的なものに見られており、経済が回復基調になればエネルギー需要および CO2 排出量の両者ともすぐに回復するだろう。中～長期的観点では、2つの主要な要因、つまりは持続的経済成長や東アジアサミット(以下 EAS と省略)の地域における人口増加のこの2つが2015～2040年の我々のモデル予測においてエネルギー需要が倍増する原因となる大きな要因である。また ERIA では EAS 地域における水素の潜在需要についての調査を実施しており、水素の採用率および使用量は、水素コストが現在の日本における 90 米セント/Nm<sup>3</sup> から、2040年のガソリン価格にとっての強敵となる目標価格である 30-40 米セント/Nm<sup>3</sup> に減少するかどうか否かは概ね政策に委ねられるとの見解を発表している。

アジア太平洋は活力に満ちた地域となり、人口は世界全体の 55%、世界 GDP では 53%を占めるまでに増加する。急速な経済成長がアジアパシフィック地域のエネルギー需要の著しい増加をもたらす、発展途上のアジアがエネルギー需要拡大を引き続き牽引するだろう。東アジア地域におけるエネルギー展望およびエネルギー削減ポテンシャルについては、2015～2040年における一次エネルギー需要の年平均が 1.5%の割合で成長する見通しだ。これを絶対値に戻すと、2015年の石油換算(石油換算メガトン)で 74 億 8,800 万トンから 2040年には 109 億 4,300 万トンに増加する見通しだ。エネルギー別にみると、一次エネルギーミックスで石炭の占める割合は 2040年になっても 38.9%と、2015年の 41.4%から減少はしているものの、継続して最も有力な電力源として位置している。2040年におけるエネルギー全体に占める石油の割合は、27.2%であり、2015年の 27.8%から僅かに減少するも、2番目に需要の高いエネルギー源にある。一方で、天然ガスは 2015年の 15.4%から 2040年には 18%と増加し、石炭、石油に続く 3位を維持する見込みだ。原子力発電もまた日本で再開すると仮定した場合に、2015年の 4.2%から 2040年には 5%と増加する見通しだ。水力発電はリソースが完全に成熟化段階に入ったため、2015年の 2%から 2040年の 1.9%と僅かに減少する見通しだ。残りの 8.4%(2015年時点)については、地熱・風力・太陽光・バイオマスで、2040年に政策や制度が変わらない前提の場合、このまま数値は横ばいの見通しだ。しかし APS シナリオでは、再生エネルギーの割合が 11.3%に増加するとの予測である。

EAS 地域で増加しているエネルギー需要は、適切な価格と安定的供給が可能なエネルギーの確保が課題である。EAS 地域では輸入石油・ガス・石炭へのエネルギー依存の増加の兆候が見られるようになった(ERIA、2016 年)。それ故、エネルギーの安全保障および手頃価格のエネルギー入手を可能にするために必要な適切なエネルギー政策においては、エネルギー転換下での化石燃料の役割を考慮した柔軟性が必要となる。EAS 地域で増加するエネルギー需要を充足するためには、最適なエネルギーインフラ投資が必要である。

エネルギーインフラ投資は政策方針による主導が必要である。よって ASEAN レベルでは、ASEAN エネルギー協力活動(以下 APAEC と省略)がエネルギー政策およびエネルギー目標の観点で政策文書を主導している。現在 ASEAN エネルギー大臣会合(AMEM)による 2020 年内の承認に向け準備中の APAEC 第 2 フェーズでは、エネルギー効率・保全(EE&C)目標のように、エネルギー集約度を 2025 年までに 30%削減(2005 年値に基づく)するという目標から新たに 35~40%削減を目標に設定、より大胆なレベルで主要エネルギー政策目標を設定する見通しである。またこの削減目標ではエネルギー効率化施策を輸送および複数の業界にまで拡大する予定である。APAEC 第 2 フェーズでは、2025 年までの一次エネルギー供給に占める再生エネルギーの割合目標 23%達成を補完する目的で、発電設備容量における再生エネルギーの占める割合について、補助的な目標を構築する予定である。また APAEC 第 2 フェーズでは、水素・蓄電・バイオエネルギー・原子力発電・気候変動・化石燃料依存からの脱却・エネルギー投資・資金調達・民間セクターの参画・防災関連の脆弱性・回復力・容量構築要件、その他セクション横断型課題のような新興かつ代替テクノロジーに対応するため、スマートグリッドと RE グリッドの統合を追求するための政策を盛り込む予定である。APAEC 第 2 フェーズでは引き続きエネルギーの接続性および市場統合に注力するが、どのように各地域が化石燃料および新テクノロジーに取り組むための戦略を構築すべきかについてのエネルギー転換やエネルギー回復力をサブテーマとして追加する予定である。

エネルギー転換期におけるエネルギー関連投資についても注目すべきだろう。新しいかつ再生エネルギーおよびクリーンなテクノロジーが、エネルギーの転換において重要な役割を担うが、これらへの投資は従来の化石燃料ベースのエネルギーシステムよりも未だに高額である。ERIA のエネルギー展望によると、EAS 地域の化石燃料(石油、石炭、天然ガス)需要は現在の政策制度が変わらない前提の場合で 2015 年から 2040 年間で 79%増加する見通しで、2040 年一次エネルギー供給量の 84%を占めることになる。主にエネルギーの安全保障の観点からもたらされるこの需要の拡大は、燃料供給の安定性および低コスト化を促進するだろう。これは近い将来 EAS 地域のエネルギーミックスにおいて化石燃料が重要な役割を果たすということを意味している。その結果、環境問題に対応すると同時に、エネルギー転換下での各地域の経済成長を促進するためには、エネルギー化石燃料のクリーンな利用が重要となる。これらの投資の主要領域は、クリーン・コール・テクノロジーや、スマートグリッド/IoT、水素製造および水素事業、駆使した再生エネルギーの浸透、電力の接続性、蓄電、EV、水素自動車、LNG インフラ、二酸化炭素の回収・利用・貯蔵、その他新興クリーンテクノロジーである。エネルギー関連インフラ投資の領域ではあるが、本資料では一般的なエネルギー投資機会や、クリーン・コール・テクノロジー促進の必要性、IoT やスマートグリッドを活用した再生エネルギーの浸透、各地域の水素ポテンシャルについて注目したい。

IEA(2016)に基づいた、世界のエネルギーインフラ投資の累積需要における投資機会合計は 2014~2040 年間で 60 兆米ドルと予測される(IEA、2016 年)。この数値を達成するためには、2040 年までに年間 2.7 兆米ドルの投資が必要となる。東南アジア単体で考えた場合、2035 年ま

でエネルギー供給インフラにおいて約 1.7 兆ドルの累積投資が必要となり、電力発電セクター全体で 60%を占めることになる(IEA、ERIA、2013 年)。IEA & ERIA (2013 年)はエネルギーインフラにおける必要投資、実際の状況と程度の予測をしているが、従来型化石燃料および再生エネルギーの抽出から流通までを含むエネルギーセクターにおける既存の投資不足は予測されていない。東アジア国、特に東南アジアとインドに必要なエネルギー投資のギャップを充足するための資金調達が主要課題である。

以降では、クリーン・コール・テクノロジー、IoT/水素開発を活用した再生エネルギーの浸透について具体的に話したい。

### 新興 ASEAN におけるクリーン・コール・テクノロジーの必要性

豊富かつ信頼性の高いエネルギーである石炭は、未だに東アジア地域および新興 ASEAN で急速に拡大する電力需要を充足するための電力発電の主要エネルギーとなっている。2015 年に電力発電で使用された石炭の割合は 32%で 2040 年までに 42%に増加する見通しである。ASEAN 諸国における電力発電目的の石炭使用の増加対応すべく石炭火力発電所の建設が広がることを見込まれる中、最適なクリーン・コール・テクノロジー(CCT)の活用を行わない場合には、その結果として地球温暖化ガスや二酸化炭素排出量を増加させることになってしまう。一方で第 25 回および次回の第 26 回気候変動枠組条約締約国会議での気候に関する話では、国際金融機関や全ての OECD メンバーに影響する金融商品を利用し、OECD だけに制限せずに地球全体を対象にした石炭火力発電への公的資金援助の禁止令が出される可能性も示唆される。

石炭への融資を禁止するという先進経済の真の努力は確かにメリットがあるが、一方でこのような規制をはるかに超えた意図されないインパクトがもたらされることも理解しなければならない。クリーン・コール・テクノロジーにおける技術的發展が先進諸国で急速にもたらされている一方でその技術の移行や、発展途上国におけるクリーン・コール・テクノロジーのノウハウの伝承や普及は遅れている。先進国特に OECD 諸国において CO2 や地球温暖化ガス排出を排除するために講じられている施策が勢いを増すものの、一方で発展途上国は CO2 や地球温暖化ガスを削減するための技術を調達する資金的な余裕がない。さらには OECD よる石炭事業への資金提供の制約に縛られない中国が現在の発展途上国への石炭火力発電所建設に関わる資金提供を主導している。より持続可能なエネルギー開発の浸透拡大とセットでなければ、新興アジアでの石炭使用が各地域の環境保護の面で負の効果となってしまうことは大きな懸念である。石炭火力発電所の設備容量増加の予測では、CO2 および地球温暖化ガス排出によるローカルレベルでの汚染が将来的に大きな問題に発展する。地球温暖化ガス排出データ<sup>1</sup>によると、化石燃料による燃焼と産業プロセスは、1970~2011 年の間の地球温暖化ガスの排出量増加分の 78%に貢献しているという。中国、米国、欧州、インドは最大の排出国で、世界全体に占める地球温暖化ガス排出割合はそれぞれ 30%、15%、9%、6%である。アジア発展途上国では相当量の発電容量の新規獲得が必要となる中、現在も勢いの衰えない石炭火力発電所の建設が続いている。こうした傾向により、アジア新興国の経済発展促進やクリーン・コール・テクノロジー導入の必要性等、環境持続可能性への対応の緊急性が高まっている。下記に各国首脳が検討すべき主要な方針案を挙げる。

<sup>1</sup> EPA (Retrieved on 10 February, 2015), *Global Greenhouse Gas Emissions Data*, Downloadable at <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>

## シヨート・スクリプト

- 石炭利用禁止を軸とした現在の気候変動に関する議論や方針アプローチについては、アジア新興国の中長期的なエネルギー需要に対して代替エネルギーオプションが少ない状況に鑑み、こうした国家が CCT を入手・利用できるよう支援をする形に再検討すべきである。アジア諸国がエネルギーアクセスおよび適正価格の課題に直面する中、CCT をエネルギー変換における技術的ソリューションと見なすことは世界全体の気候にとって好ましく、ウィン・ウィンの解決法となるだろう。
- アジア新興国は、市場において適正価格で入手利用できる CCT であればどのようなものでもそれに依存することになるだろう。超々臨界 (USC) 技術や先進超々臨界 (A-USC) 技術の初期費用は超臨界 (SC) や亜臨界 (Sub-C) 技術に比べると高額だ。よって、USC 技術向けの魅力的な財務/貸付スキームやアジア新興国を対象に CCT の公的融資を提供する強固な政治機関等、政策を通じて A-USC や USC の初期費用を引き下げていくことが必要である。
- 政策フレームワークにおいては、先進国及び発展途上国それぞれにおける法人の社会的責任 (CSR) を明確にする必要がある。具体的には石炭産業及び石炭火力発電に対する短期的及び長期的施策に重点を置き、近い将来の商用化に向けた二酸化炭素回収隔離・有効利用・貯蔵 (CCUS) の研究開発 (R&D) を加速化する。その際、CCUS を中心にビジネスモデルを開発する必要がある。
- 選定された石炭技術がもたらし得る影響については国民の意見の聴取や地域住民の参加が必要となる。しかしアジア新興国では政府がこうした地域住民の参加に重きを置かない可能性がある。よって、低効率の石炭火力発電所による悪影響の可能性についての情報を広める活動を行う組織が必要となる。
- アジア対象の石炭火力発電所公的融資において最大の貸付国である中国は、貸付メカニズムに環境基準を盛り込む必要がある。それによってアジア新興国の石炭火力発電所の配備が少なくとも中国の USC 技術を適用するよう徹底する。

## 第二に再生利用エネルギー普及の課題と機会 - スマートグリッド/IOTの適用

経済成長により EAS 参加国の多くにとって再生利用エネルギー (RE) がより手頃なものになったが、一部の EAS 国は未だ発展の初期段階にある。RE への投資が可能な東アジア・ASEAN 参加国においては、重要な懸案となっているのが電力部門の RE 普及率を上げるための電力貯蔵とスマートグリッドの必要性だ。スマートグリッド技術は、日本や韓国、シンガポールのような一部国家では既に電力系統に大きく貢献している。一方で、こうした技術は今現在も継続的改良・改善のさなかにあり、技術面においても非技術面においてもリスクの可能性を含んでいる。このように RE 成長は、インフラ開発や技術の進化による制約を受けるであろう。利用可能な再生可能エネルギー資源の査定や予測能力もそのひとつだ。こうした能力が他のメリットも多く、特に信頼性の向上と全般的な電力システムの効率改善にもつながるであろう。

気候変動に関する議論において、RE は世界のエネルギー部門にとって明るい展望を開く存在だ。EAS 諸国は世界の動向に追隨して RE 産業を拡大していく必要がある。技術的進歩によって風力、

太陽、バイオ燃料は今後、既存の化石燃料に対して競争力を持つようになり、RE の成長を大きく牽引していこう。EAS 諸国の中でも特にカンボジアやミャンマー、ラオスのような比較的発展途上にある国家では水力発電の成長可能性も多分にある。また、一部の EAS 国においては地熱エネルギーの成長可能性もある。したがって、利用可能エネルギーを出来る限り導入すれば、最大のCO<sub>2</sub>排出量削減は電力部門で実現できると想定される。電力システムの再生可能エネルギー普及を上げるには電力システム統合への巨額投資が必要である。電力システムが統合されれば、分散電源（風力発電所、大規模太陽光発電（PV）所、建物の屋上太陽光発電システム）や市場システム、需要対応技術や情報技術（データ取得やデータ通信等の IT）の相互作用を調整することが可能になる。このような IoT を活用した協調的電力システム統合は、スマートグリッドシステムとして知られている。

スマートグリッドシステムには、相互関連性のある様々な要素に依存する機能を持つインフラの複雑な調整が関わってくる。そのため、スマートグリッドシステム要素への投資は、将来的な電力システム需要の可能性を大きく広げることになる。具体的に必要な投資を下記に挙げる。

- 各国内及び ASEAN Power Grid Connectivity のグリッドの物理的要素や、発電、送電、配電ネットワークといった「ハード」インフラへの投資、及び RE 普及拡大の結果生じる負荷変動を均すためのエネルギー貯蔵設備への投資。
- グリッドのモニタリング/保護/管理といった通信サービスを行う通信への投資。これには、広域ネットワーク、フィールドエリアネットワーク、住宅エリアネットワーク、ローカルエリアネットワークを含む。
- スマートグリッド適用促進にむけて適正なデータマイニングやデータ利用を確実に実施するためのデータ管理への投資。
- グリッドから収集した情報を利用/加工してハードインフラレイヤーのモニタリング/保護/管理や、再生利用エネルギーの統合のためのグリッド強化を行うツールやソフトウェア技術への投資

### 第三に 水素製造と水素サプライチェーンへの融資における課題と機会

水素は宇宙で最も豊富に存在する元素であり、炭素排出をゼロまたは大きく抑えながら経済の起爆剤となる可能性を持つ。水素は自動車や加熱、電力発電、産業プロセス、エネルギー貯蔵のクリーンエネルギーとして利用が可能である。ERIA が直近 2 年間で実施した水素エネルギーの研究では、EAS 地域において水素エネルギーの供給と需要に大きな可能性があることが判明した。ERIA の研究では、水素コストが現在の日本における 90 米セント/Nm<sup>3</sup>から、2040 年にはガソリン価格と対等レベルの 30-40 米セント/ Nm<sup>3</sup>にまで下がれば、2040 年までに全部門において水素が適用/利用される大きな可能性があるとしている。

近い将来において中国は水素エネルギーの最大製造国及び消費国の一つになりうる可能性がある。中国は 2029 年までに燃料電池自動車 100 万台の普及を目指しており、2023 年までに 170 億ドル以上を水素エネルギーへ投資する見込みだ。日本は自動車、電力発電所、その他利用可能な分野に水素エネルギーを世界的に適用しようと積極的な推進を行っている。輸送部門での水素利用も拡大しており、水素の適用が勢いを増している。例えば東京都は 2020 年までに水素燃料バスを 100 台まで拡大するとしており、マレーシアのサワラク州政府はまもなく水素燃料バスの運行を開始する予定だ。

2019 年 6 月、大阪で開催された G20 サミットに先立ち、国際エネルギー機関 (IEA) は、世界は「クリーンかつ安全で適正価格のエネルギーという未来において重要な役割を果たす存在として水素のポテンシャルを引き出していく」べきであると提言した。様々な課題は残るものの、再生可能資源からの水素製造コストは今後 10 年間で 30 パーセント低減するものと見込まれている。

世界各国、とりわけ OECD 諸国と中国が水素燃料の導入の促進に力を入れる中、様々なコスト障壁や制度的障壁が存在する。専門家は中国におけるグリーンエネルギーまたはクリーンな水素エネルギーの発展に関して、大きく二つの障壁を指摘している。ひとつは水素プロジェクトやそれに付随する送電/配電用エネルギーインフラネットワークにおける再生可能エネルギーまたはクリーンエネルギーのポテンシャルについて包括的かつ有効な事業化精査が不足していることである。二つ目は、水素プロジェクトを推進する上での制度的/規制的障壁である。例えば現在の送配電企業に対する規制のもとでは、抑制された再生利用エネルギーや核エネルギーを需要市場近くの水素製造設備へ送ることができず、またこうした目的のための専用ラインを新規構築することへのインセンティブも存在していない。さらに、現在の電力部門の規制では、再生可能電力ステーションが抑制電力を利用して水素をオンサイト製造することも認められていない。

近い将来、水素エネルギー関連産業は大きな投資になると思われる。しかしながら、水素利用政策の大規模化・適用については検討が必要であろう。水素投資に関する主な政策方針を下記に挙げる。

- 再生可能エネルギー及び核エネルギーからの水素製造投資には大きなポテンシャルがある。さらに、水素製造には再生可能エネルギーからの抑制電力が適しているが、こうした水素製造の促進については明確な方針と規制が必要である。
- 水素燃料自動車を広く普及させていくには、水素燃料ステーションや水素輸送/貯蔵設備の開発が必要となる。

ショート・スクリプト

- 水素製造と水素サプライチェーンの投資促進については公的融資とともに民間の幅広い意識と費用負担への合意がカギとなる。
- 各国政府はあらゆる部門における水素普及/利用の目標を設定する必要がある。水素利用促進にむけたエネルギー政策/目標が設定されればサプライチェーンの投資促進につながる。



## ASEANおよび東アジアにおけるアジアエネルギーインフラ投資: 機会および課題

ハン プーミン

東アジア・アセアン経済研究センター(以下ERIAと省略)  
シニアエネルギーエコノミスト

### ASEANおよび東アジアにおけるエネルギー需要

まず初めに、新型コロナウイルス(COVID-19)がもたらすエネルギー需要および気候変動への影響についてお話させていただくことが極めて大切だと思う。各国で実施されているロックダウン(都市封鎖)や移動制限のような予防施策が理由で、世界経済は新型コロナウイルスのパンデミック(世界的流行)により急速な景気悪化に見舞われている。このような景気の停滞は、世界のエネルギー需要やエネルギー関連 CO2 排出量を縮小させている。しかしながら、このような危機は一時的なものと思われており、経済が回復基調になればエネルギー需要および CO2 排出量の両者ともにすぐに回復するだろう。中～長期的観点では、2つの主要な要因、つまりは持続的経済成長や東アジアサミット(以下 EAS と省略)の地域における人口増加のこの2つが2015～2040年の我々のモデル予測においてエネルギー需要が増加する原因となる大きな要因である。ERIAでは様々なセクターにおける水素普及の3つのシナリオに基づいて、EAS 地域における水素の潜在需要についての調査を実施した。水素製造プロセスには、天然ガスや石炭のような化石燃料の改質・ガス化によるものと、水力/地熱・太陽光/PV・風力のような再生可能エネルギーからの発電を利用した水電解の適用によるものと2種類がある。この調査では、水素コストが現在の日本における90米セント/Nm<sup>3</sup>から、2040年のガソリン価格に競合する30-40米セント/Nm<sup>3</sup>に低減すれば、2040年までにあらゆるセクターにおける水素適用および利用には大きなポテンシャルがあると予測している。

また、EAS 地域で見込まれるエネルギー需要の増大は、エネルギー安全保障および二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量削減努力を脅かすものである。こうした共通のエネルギー課題に対しては、早急な集团的施策と措置によってエネルギー効率改善やエネルギー削減、高効率・低排出の石炭火力発電所技術、原子力の安全性を確立・着地させるのはもちろんのこと、協力的努力を通じてあらゆるエネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を倍加させ、包括的かつ持続可能な発展につなげるといったかたちで解決していく必要がある。

アジア太平洋は活力に満ちた地域となり、人口は世界全体の55%、世界GDPでは53%を占めるまでに増加する。急速な経済成長がアジアパシフィック地域のエネルギー需要の著しい増加をもたらす、発展途上のアジアがエネルギー需要拡大を引き続き牽引するだろう。東アジア地域におけるエネルギー展望およびエネルギー削減ポテンシャルについては、2015～2040年における一次エネルギー需要の年平均が1.5%の割合で成長する見通しだ。これを絶対値に戻すと、2015年の石油換算(石油換算メガトン)で74億8,800万トンから2040年には109億4,300万トンに増加する見通しだ。エネルギー別にみると、一次エネルギーミックスで石炭の占める割合は2040年になっても38.9%と、2015年の41.4%から減少はしているものの、継続して最も有力な電力源として位置している。2040年におけるエネルギー全体に占める石油の割合は、27.2%であり、2015年の27.8%から僅かに減少するも、2番目に需要の高いエネルギー源にある。一方

で、天然ガスは 2015 年の 15.4%から 2040 年には 18%と増加し、石炭、石油に続く 3 位を維持する見込みだ。原子力発電もまた日本で再開すると仮定した場合に、2015 年の 4.2%から 2040 年には 5%と増加する見通しだ。水力発電はリソースが完全に成熟化段階に入ったため、2015 年の 2%から 2040 年の 1.9%と僅かに減少する見通しだ。残りの 8.4%(2015 年時点)については、地熱・風力・太陽光・バイオマスで、2040 年に政策や制度が変わらない前提の場合、このまま数値は横ばいの見通しだ。しかし APS シナリオでは、再生エネルギーの割合が 11.3%に増加すると予測である。

燃料資源別の最終エネルギー消費量の割合については、石油が 2015 年には 37.7%、2040 年でも 37.5%を維持して主力のエネルギー資源である。その次に続くのが電力で、2015 年では 20.9%、2040 年が 25.1%である。その後に石炭が 2015 年 18.1%、2040 年 16.4%、天然ガスが 2015 年 11.6%、2040 年 13.2%と続く。残りの割合は熱等である。最終エネルギー消費量における石油の圧倒的な割合の背景には、運輸部門での石油利用の拡大がある。総発電量は 2015 年の 14,290TWh(テラワットアワー)相当から 2040 年の 25,030TWh 相当の期間で年平均 2.3%増加していくことが見込まれる。石炭火力発電の割合が最も大きくなると見込まれ、2015 年の 53.8%から低減して 2040 年には約 48%になると想定される。天然ガスの割合は 2015 年の 17.8%から 2040 年には 19.4%へ増加が見込まれている。原子力の割合は 2015 年の 8.5%から 2040 年に 8.3%まで低減が予測される。地熱の割合は 2015 年の 0.4%に対して 2040 年は 0.5%、残る風力、太陽光、バイオマスは 2015 年の 5.7%に対して 2040 年は 13.7%と見込まれる。

EAS 地域で増加しているエネルギー需要は、適切な価格と安定的供給が可能なエネルギーの確保が課題である。EAS 地域では輸入石油・ガス・石炭へのエネルギー依存の増加の兆候が見られるようになった(ERIA、2016 年)。それ故、エネルギーの安全保障および手頃価格のエネルギー入手を可能にするために必要な適切なエネルギー政策においては、エネルギー転換下での化石燃料の役割を考慮した柔軟性が必要となる。EAS 地域で増加するエネルギー需要を充足するためには、最適なエネルギーインフラ投資が必要である。

### ASEAN エネルギー政策の方向性

現在 ASEAN エネルギー大臣会合(AMEM)による 2020 年内の承認に向けて準備中の ASEAN エネルギー協力活動計画(APAEC)フェーズ 2 では、主要なエネルギー政策目標が設定される見通しで、地域のエネルギーインフラ関連投資にも影響がもたらされることとなる。例えば、エネルギー効率・保全(EE&C)目標のように、エネルギー集約度を 2025 年までに 30%削減(2005 年値に基づく)するという目標から新たに 35~40%削減を目標に設定、より大胆なレベルで主要エネルギー政策目標を設定する見通しである。またこの削減目標ではエネルギー効率化施策を輸送および複数の業界にまで拡大する予定である。APAEC 第 2 フェーズでは、2025 年までの一次エネルギー供給に占める再生エネルギーの割合目標 23%達成を補完する目的で、発電設備容量における再生エネルギーの占める割合について、補助的な目標を構築する予定である。また APAEC 第 2 フェーズでは、水素・蓄電・バイオエネルギー・原子力発電・気候変動・化石燃料依存からの脱却・エネルギー投資・資金調達・民間セクターの参画・防災関連の脆弱性・回復力・容量構築要件、その他セクション横断型課題のような新興かつ代替テクノロジーに対応するため、スマートグリッドと RE グリッドの統合を追求するための政策を盛り込む予定である。APAEC 第 2 フェーズでは引き続きエネルギーの接続性および市場統合に注力するが、どのように各地域が化石燃料および新テクノロジーに取り組むための戦略を構築すべきかについてのエネルギー転換やエネルギー回復力をサブテーマとして追加する予定である。

EAS 地域には先進国もあれば新興発展途上国もあり、GDP や人口、エネルギー使用量、技術等の社会経済的格差が大きい。しかしながら各国ともに最善を尽くして共通の気候変動問題に対応するというコミットメントを示している。各国がエネルギーの経済効率目標等の様々な政策や、エネルギーミックスにおける再生利用エネルギーの実際目標等を通じてコミットメントを共有している。にもかかわらず、新興国はエネルギーアクセスおよび負担可能な価格でのエネルギー供給といった課題に直面している。太陽光や風力モジュールのコストは大きく低減したものの、システムコストは発展途上国での適用時には未だ高額なためだ。こうしたクリーンでグリーンな技術を ASEAN の発展途上国においても利用可能にしていくためには、先進諸国の支援とともに、規制や融資メカニズム等の政策設定が必要である。

### ASEAN および東アジアエネルギー転換- 化石燃料のクリーン利用

世界は今、温室効果ガス排出量を削減して気候変動がもたらしうる最も深刻な影響を回避するため、化石燃料型から再生可能エネルギーや化石燃料のクリーン利用などクリーンエネルギー型のシステムへとエネルギー転換を図っている。国際連合気候変動枠組条約締約国会議 COP21 において、全球平均気温上昇目標を産業革命前比で「2 度を充分下回る」よう抑えることに世界各国首脳が同意し、そのグローバル協定にも反映されているように、クリーンエネルギーシステムへのエネルギー転換は共通課題となっている。

共通目標への合意は得られたものの、各国の政策措置や活動状況は、それぞれの国の社会経済的または政治的、地理的状况によってまちまちである。端的に言ってエネルギー転換は経済問題である。というのは、現在の財務システムは目先の収益のみを追求する傾向にあり、中長期的利益が軽視されがちだからだ。新しいクリーン技術は既存の化石燃料型エネルギーシステムより高額になっていると思われる。そういう意味でこれは政策問題なのであり、確実にあらゆる人へとエネルギーが平等かつ手頃な価格で供給するためには経済的資源をエネルギー転換に配分する必要があるのだ。

ERIA のエネルギー展望(Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019)によると、東アジアの化石燃料(石油、石炭、天然ガス)需要は現在の政策制度が変わらない前提の場合で 2015 年から 2040 年間で 79%増加する見通しで、2040 年一次エネルギー供給量の 84%を占めることになる。主にエネルギーの安全保障の確保という目的からくる化石燃料への需要の増大は、供給の安定化や低コスト化をとおることになるだろう。これは EAS 地域が世界の化石燃料需要の増大の大部分を占めることを意味している。より野心的なエネルギー効率と非化石燃料エネルギーの普及率拡大を前提とする前進的方針シナリオ (APS) の場合であっても、化石燃料需要は 39%拡大すると見込んでおり、TPES の 76%を占める見通しだ。現在 EAS 地域ではエネルギー効率改善や再生可能エネルギー資源促進など様々な取り組みを実施しているが、それをもってしても今後 EAS 地域のエネルギーミックスにおいて化石燃料が極めて重要な役割を果たしていくことは明らかだ。

EAS 地域は世界のエネルギー需要を牽引しており、この傾向は今後も長期的に続くであろう。であるならば、EAS 地域は協働体制の強化とエコシステムのイノベーションを通じて市民のニーズを適切に満たせるよう、持続可能なエネルギー転換を図ることが一層重要となる。エネルギー転換の管理においては短中期的なエネルギーシステムとして化石燃料(石炭、石油、天然ガス)に軸足を置くことになるが、ここで重要なのは化石燃料を環境的に持続可能な形で利用する方法を模索し、脱炭素エネルギーという未来へ確実に橋渡しをしていくことであり、化石燃料を頭から一切排除することではない。エネルギー転換と気候変動政策目標を着実に実現するには、エネルギー安全保障やエネルギーへのアクセス、手頃な価格での供給といった同等レベルの重要度を有する問題との間で政策立案者がうまくバランス

をとっていくことだ。例えば CCT への公的融資禁止を無視した政策などは気候緩和の点で逆効果に終わってしまうであろう。高効率だがより高額な CCT に対する融資がなくなれば、結果として臨界技術や臨界技術のような安価で低効率の技術が優先的に適用されてしまうことになり、二酸化炭素の排出量も増加してしまうからだ。

エネルギー転換およびクリーンエネルギーシステムへの移行は、世界経済に根本的な影響をおよぼすことになる。電力システムにおける再生可能エネルギーの普及拡大が進む中、各国による政策採用ペースも既に大きく変化している。エネルギー転換の最大の課題に、コストと関連ノウハウ技術、インフラとそれをエネルギーシステムの再生可能エネルギーシェアの拡大へ盛り込むコストがある。

また、化石燃料産出国も同等ペースでより新しく多様で経済的なモデルを採用し変化に対応していく等、地政学的状況の転換も同じく重要な課題である。エネルギー転換の実施とそのペースについては、すべてのエネルギー関連インフラのコストと投資に依ること、そしてまた発展途上国へのエネルギー供給の手頃な価格に大きな影響をもたらしうること十分に留意されたい。現在のエネルギーシステムから未来のクリーンなエネルギーシステムへの橋渡しを成功させるには、化石燃料のクリーン利用が果たす役割を検討するとともに、二酸化炭素や GHG 排出量の削減につながる革新的技術の役割も検討していく必要がある。よって早急に措置を講じてエネルギーセクターの脱炭素化を実現し低炭素経済へと転換していかなければならないが、そのためには現在エネルギーセクターが世界の温室効果ガス排出量の 3 分の 2 を占めている現状を踏まえると化石燃料技術のクリーン利用や再生可能エネルギーの開発、エネルギー効率を 2 倍改善などが必要となる。

エネルギー転換はあらゆる人に影響をおよぼす。したがって産業政策および社会政策の相互理解が進むよう様々な取り組みをしなければならない。具体的には今回のエネルギー転換の規模に関する理解の促進、エネルギー転換が経済の主要セクターにもたらす影響、対応していくための戦略の内容、新たに発生する業務関連のエネルギー転換へ適応するのに労働人口上の強化が必要となるスキルや知識等についての理解だ。

### エネルギーインフラ関連投資の潜在可能性

ASEAN と東アジアのエネルギー需要が近い将来急速に拡大するということは、エネルギー供給インフラおよび投資を適切に整え、地域のエネルギー安定性、開発、環境を確実に担保する必要があることを意味する。一部の新しいエネルギーや再生可能エネルギー、クリーン技術は今もなお安定性が定まらず、また供給コストが高額であるという課題も抱える。よって、各国首脳はエネルギー政策目標およびエネルギーシステムにおけるクリーン技術の普及を促進すべきであろう。また低炭素技術および再生可能エネルギーへの投資も、エネルギーのクリーン利用や環境対応にむけてエネルギー転換を管理していく上で重要と考えられる。これらの投資の主要領域は、クリーン・コール・テクノロジーや、スマートグリッド/IoT、水素製造および水素事業、駆使した再生エネルギーの浸透、電力の接続性、蓄電、EV、水素自動車、LNG インフラ、二酸化炭素の回収・利用・貯蔵、その他新興クリーンテクノロジーである。エネルギー関連インフラ投資の領域もあるが、本資料では一般的なエネルギー投資機会や、クリーン・コール・テクノロジー促進の必要性、IoT やスマートグリッドを活用した再生エネルギーの浸透、各地域の水素ポテンシャルについて注目したい。

### エネルギーインフラ融資への投資における課題

IEA(2016)に基づいた、世界のエネルギーインフラ投資の累積需要における投資機会合計は 2014～2040 年間で 60 兆米ドルと予測される(IEA、2016 年)。この数値を達成するためには、2040 年までに年間 2.7 兆米ドルの投資が必要となる。東南アジア単体で考えた場合、2035 年までにエネルギー供給インフラにおいて約 1.7 兆ドルの累積投資が必要となり、電力発電セクター全体で 60%を占めることになる(IEA、ERIA、2013 年)。IEA & ERIA (2013 年)はエネルギーインフラにおける必要投資、実際の状況と程度の予測をしているが、従来型化石燃料および再生エネルギーの抽出から流通までを含むエネルギーセクターにおける既存の投資不足は予測されていない。東アジア国、特に東南アジアとインド必要なエネルギー投資のギャップを充足するための資金調達が必要課題である。

今に始まったことではないがエネルギーインフラとクリーン技術は高額であり、巨額の投資を必要とし、様々なステークホルダーの関与が求められる。エネルギー関連インフラプロジェクトでは様々なステークホルダーが各々の投資回収率という観点から議論するため、「銀行受入可能・融資可能・投資可能」という言葉が用いられるのが常である。例えば銀行、政府、ディベロッパーといった投資家はそれぞれプロジェクトのリスク/リターンのあるべき姿について考えが異なるものだ。概して銀行受入可能なプロジェクトとは、銀行が快く貸付を行うプロジェクトを指す。しかし銀行融資は投資構造のごく一要素にすぎず、たいていの民間投資家は各々の投資に対してより高い回収率を期待する。よって安定的収益が見込まれ、信用保証やポリティカルリスク保険が伴い、一桁から二桁半ばまでのリターンが期待できる確かなプロジェクトには、「融資可能かつ投資可能」という言葉が用いられる。これはフロンティア市場のプロジェクトにおけるリスク調整型エクイティ投資家向けハードルレートを大きく下回る。

一般的にエネルギープロジェクト投資家はプライベート・エクイティの割り当てとして投資する場合、最低 25～35%の内部収益率 (IRR) を求める。しかし、エネルギーインフラプロジェクトの 20 年キャッシュフロー予測に基づく平均 IRR は 16～18%である (ミルケン研究所、2015 年)。

インフラプロジェクト融資には様々な投資家ミックス (ディベロッパーまたは未公開株式投資会社や法人投資家)と、市中銀行または公共部門による資金調達など債務提供者が必要となる。例えば特定の資本構成においては、多国間投資保証機関 (MIGA)、海外民間投資会社 (OPIC)、開発金融機関 (DFI)、国際金融公社 (IFC)、世界銀行、アジア開発銀行、南アフリカ・スタンダード銀行のような銀行からの差入保障といったラップ保証付きで、未公開株式投資会社や投資家グループから株式投資を受けられるプロジェクトもあるだろう。機関投資家も直接またはプライベート・エクイティ配分や政府インフラ債といった融資オプションの購入を通じて参加することがあるかもしれない。

現在東アジアのインフラ投資の大半が新興 ASEAN 諸国を対象とする官民連携 (PPP)、外国政府開発援助 (ODA)などの公的部門によるものだ。PPP については、ASEAN 加盟国 (AMSs) の間でもインフラ政策、融資方法、融資キャパシティのレベルがまちまちである。マレーシア、インドネシア、タイ、フィリピン、そして最近のシンガポールでは PPP プログラムが大々的に策定・活用されているが、カンボジアとベトナムでは PPP がいまだ正式承認されておらずインフラ開発における民間部門の参画の重要性が一層高まっている。ラオスとミャンマーにはポテンシャルはあるものの、財政不足や財政持続可能性といった複数の課題に直面している。ブルネイでは PPT が大きな役割を果たしているとは言えず、巨額の公共財源でインフラ整備を行っている。

## クリーン・コール・テクノロジー融資の課題と機会

豊富かつ信頼性の高いエネルギーである石炭は、未だに東アジア地域および新興 ASEAN で急速に拡大する電力需要を充足するための電力発電の主要エネルギーとなっている。2015 年に電力発電で使用された石炭の割合は 32%で 2040 年までに 42%に増加する見通しである。2015 年の発電における天然ガスの割合は 42%で、2040 年には 37%に減少する見込みだ (Shigeru Kimura, and Han Phoumin, 2016)。ASEAN 諸国における電力発電目的の石炭使用の増加対応すべく石炭火力発電所の建設が広がることが見込まれる中、最適なクリーン・コール・テクノロジー(CCT)の活用を行わない場合には、その結果として地球温暖化ガスや二酸化炭素排出量を増加させることになってしまう。一方で第 25 回および次回の第 26 回気候変動枠組条約締約国会議での気候に関する話では、国際金融機関や全ての OECD メンバーに影響する金融商品を利用し、OECD だけに制限せずに地球全体を対象にした石炭火力発電への公的資金援助の禁止令が出される可能性も示唆される。

石炭への融資を禁止するという先進経済の真の努力は確かにメリットがあるが、一方でこのような規制をはるかに超えた意図されないインパクトがもたらされることも理解しなければならない。クリーン・コール・テクノロジーにおける技術的発展が先進諸国で急速にもたらされている一方でその技術の移行や、発展途上国におけるクリーン・コール・テクノロジーのノウハウの伝承や普及は遅れている。先進国特に OECD 諸国において CO2 や地球温暖化ガス排出を排除するために講じられている施策が勢いを増すものの、一方で発展途上国は CO2 や地球温暖化ガスを削減するための技術を調達する資金的な余裕がない。おそらく新興国は安価な技術を利用し続けたことで批判される必要はないであろう。さらには OECD による石炭事業への資金提供の制約に縛られない中国は発展途上国への石炭火力発電所建設に関わる資金提供を主導している。

より持続可能なエネルギー開発の浸透拡大とセットでなければ、新興アジアでの石炭使用が各地域の環境保護の面で負の効果となってしまうことは大きな懸念である。石炭火力発電所の設備容量増加の予測では、CO2 および地球温暖化ガス排出によるローカルレベルでの汚染が将来的に大きな問題に発展する。地球温暖化ガス排出データ<sup>1</sup>によると、化石燃料による燃焼と産業プロセスは、1970~2011 年間の地球温暖化ガスの排出量増加分の 78%に貢献しているという。中国、米国、欧州、インドは最大の排出国で、世界全体に占める地球温暖化ガス排出割合はそれぞれ 30%、15%、9%、6%である。アジア発展途上国では相当量の発電容量の新規獲得が必要となる中、現在も勢いの衰えない石炭火力発電所の建設が続いている。こうした傾向により、アジア新興国の経済発展促進やクリーン・コール・テクノロジー導入の必要性等、環境持続可能性への対応の緊急性が高まっている。下記に各国首脳が検討すべき主要な方針案を挙げる。

- 石炭利用禁止を軸とした現在の気候変動に関する議論や方針アプローチについては、アジア新興国の中長期的なエネルギー需要に対して代替エネルギーオプションが少ない状況に鑑み、こうした国家が CCT を入手・利用できるよう支援をする形に再検討すべきである。アジア諸国がエネルギーアクセスおよび適正価格の課題に直面する中、CCT をエネルギー変換における技術的ソリューションと見なすことは世界全体の気候にとって好ましく、ウィン・ウィンの解決法となるだろう。
- アジア新興国は、市場において適正価格で入手利用できる CCT であればどのようなも

<sup>1</sup> EPA (Retrieved on 10 February, 2015), *Global Greenhouse Gas Emissions Data*, Downloadable at <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>

のでもそれに依存することになるだろう。超々臨界 (USC) 技術や先進超々臨界 (A-USC) 技術の初期費用は超臨界 (SC) や亜臨界 (Sub-C) 技術に比べると高額だ。よって、USC 技術向けの魅力的な財務/貸付スキームやアジア新興国を対象に CCT の公的融資を提供する強固な政治機関等、政策を通じて A-USC や USC の初期費用を引き下げていくことが必要である。

- 政策フレームワークにおいては、先進国及び発展途上国それぞれにおける法人の社会的責任 (CSR) を明確にする必要がある。具体的には石炭産業及び石炭火力発電に対する短期的及び長期的施策に重点を置き、近い将来の商用化に向けた二酸化炭素回収隔離・有効利用・貯蔵 (CCUS) の研究開発 (R&D) を加速化する。その際、CCUS を中心にビジネスモデルを開発する必要がある。
- 選定された石炭技術がもたらし得る影響については国民の意見の聴取や地域住民の参加が必要となる。しかしアジア新興国では政府がこうした地域住民の参加に重きを置かない可能性がある。よって、低効率の石炭火力発電所による悪影響の可能性についての情報を広める活動を行う組織が必要となる。
- アジア対象の石炭火力発電所公的融資において最大の貸付国である中国は、貸付メカニズムに環境基準を盛り込む必要がある。それによってアジア新興国の石炭火力発電所の配備が少なくとも中国の USC 技術を適用するよう徹底する。

## 再生利用エネルギー普及の課題と機会 - スマートグリッド/IoTの適用

経済成長により EAS 参加国の多くにとって再生利用エネルギー(RE)がより手頃なものになったが、一部の EAS 国は未だ発展の初期段階にある。RE への投資が可能な東アジア・ASEAN 参加国においては、重要な懸案となっているのが電力部門の RE 普及率を上げるための電力貯蔵とスマートグリッドの必要性だ。スマートグリッド技術は、日本や韓国、シンガポールのような一部国家では既に電力系統に大きく貢献している。一方で、こうした技術は今現在も継続的改良・改善のさなかにあり、技術面においても非技術面においてもリスクの可能性を含んでいる。このように RE 成長は、インフラ開発や技術の進化による制約を受けるであろう。利用可能な再生可能エネルギー資源の査定や予測能力もそのひとつだ。こうした能力が他のメリットも多く、特に信頼性の向上と全般的な電力システムの効率改善にもつながるであろう。

気候変動に関する議論において、RE は世界のエネルギー部門にとって明るい展望を開く存在だ。EAS 諸国は世界の動向に追従して RE 産業を拡大していく必要がある。技術的進歩によって風力、太陽、バイオ燃料は今後、既存の化石燃料に対して競争力を持つようになり、RE の成長を大きく牽引していこう。EAS 諸国の中でも特にカンボジアやミャンマー、ラオスのような比較的発展途上にある国家では水力発電の成長可能性も多分にある。また、一部の EAS 国においては地熱エネルギーの成長可能性もある。したがって、利用可能エネルギーを出来る限り導入すれば、最大の CO<sub>2</sub> 排出量削減は電力部門で実現できると想定される。電力システムの再生可能エネルギー普及を上げるには電力システム統合への巨額投資が必要である。電力システムが統合されれば、分散電源（風力発電所、大規模太陽光発電 (PV) 所、建物の屋上太陽光発電システム）や市場システム、需要対応技術や情報技術（データ取得やデータ通信等の IT）の相互作用を調整することが可能になる。このような IoT を活用した協調的電力システム統合は、スマートグリッドシステムとして知られている。

スマートグリッドシステムには、相互関連性のある様々な要素に依存する機能を持つインフラの複雑な調整が関わってくる。そのため、スマートグリッドシステム要素への投資は、将来的な電力システム需要の可能性を大きく広げることになる。具体的に必要な投資を下記に挙げる。

- 各国内及び ASEAN Power Grid Connectivity のグリッドの物理的要素や、発電、送電、配電ネットワークといった「ハード」インフラへの投資、及び RE 普及拡大の結果生じる負荷変動を均すためのエネルギー貯蔵設備への投資。
- グリッドのモニタリング/保護/管理といった通信サービスを行う通信への投資。これには、広域ネットワーク、フィールドエリアネットワーク、住宅エリアネットワーク、ローカルエリアネットワークを含む。
- スマートグリッド適用促進にむけて適正なデータマイニングやデータ利用を確実に実施するためのデータ管理への投資。
- グリッドから収集した情報を利用/加工してハードインフラレイヤーのモニタリング/保護/管理や、再生利用エネルギーの統合のためのグリッド強化を行うツールやソフトウェア技術への投資



## 水素製造と水素サプライチェーンへの融資における課題と機会

水素は宇宙で最も豊富に存在する元素であり、炭素排出をゼロまたは大きく抑えながら経済の起爆剤となる可能性を持つ。水素は自動車や加熱、電力発電、産業プロセス、エネルギー貯蔵のクリーンエネルギーとして利用が可能である。ERIA が直近 2 年間で実施した水素エネルギーの研究では、EAS 地域において水素エネルギーの供給と需要に大きな可能性があることが判明した。ERIA の研究では、水素コストが現在の日本における 90 米セント/Nm<sup>3</sup>から、2040 年にはガソリン価格と対等レベルの 30-40 米セント/ Nm<sup>3</sup>にまで下がれば、2040 年までに全部門において水素が適用/利用される大きな可能性があるとしている。

近い将来において中国は水素エネルギーの最大製造国及び消費国の一つになりうる可能性がある。中国は 2029 年までに燃料電池自動車 100 万台の普及を目指しており、2023 年までに 170 億ドル以上を水素エネルギーへ投資する見込みだ。日本は自動車、電力発電所、その他利用可能な分野に水素エネルギーを世界的に適用しようと積極的な推進を行っている。輸送部門での水素利用も拡大しており、水素の適用が勢いを増している。例えば東京都は 2020 年までに水素燃料バスを 100 台まで拡大するとしており、マレーシアのサワラク州政府はまもなく水素燃料バスの運行を開始する予定だ。

2019 年 6 月、大阪で開催された G20 サミットに先立ち、国際エネルギー機関 (IEA) は、世界は「クリーンかつ安全で適正価格のエネルギーという未来において重要な役割を果たす存在として水素のポテンシャルを引き出していく」べきであると提言した。様々な課題は残るものの、再生可能資源からの水素製造コストは今後 10 年間で 30 パーセント低減するものと見込まれている。

世界各国、とりわけ OECD 諸国と中国が水素燃料の導入の促進に力を入れる中、様々なコスト障壁や制度的障壁が存在する。専門家は中国におけるグリーンエネルギーまたはクリーンな水素エネルギーの発展に関して、大きく二つの障壁を指摘している。ひとつは水素プロジェクトやそれに付随する送電/配電用エネルギーインフラネットワークにおける再生可能エネルギーまたはクリーンエネルギーのポテンシャルについて包括的かつ有効な事業化精査が不足していることである。二つ目は、水素プロジェクトを推進する上での制度的/規制的障壁である。例えば現在の送配電企業に対する規制のもとでは、抑制された再生利用エネルギーや核エネルギーを需要市場近くの水素製造設備へ送ることができず、またこうした目的のための専用ラインを新規構築することへのインセンティブも存在していない。さらに、現在の電力部門の規制では、再生可能電力ステーションが抑制電力を利用して水素をオンサイト製造することも認められていない。

近い将来、水素エネルギー関連産業は大きな投資になると思われる。しかしながら、水素利用政策の大規模化・適用については検討が必要であろう。水素投資に関する主な政策方針を下記に挙げる。

- 再生可能エネルギー及び核エネルギーからの水素製造投資には大きなポテンシャルがある。さらに、水素製造には再生可能エネルギーからの抑制電力が適しているが、こうした水素製造の促進については明確な方針と規制が必要である。
- 水素燃料自動車を広く普及させていくには、水素燃料ステーションや水素輸送/貯蔵設備の開発が必要となる。

- 水素製造と水素サプライチェーンの投資促進については公的融資とともに民間の幅広い意識と費用負担への合意がカギとなる。
- 各国政府はあらゆる部門における水素普及/利用の目標を設定する必要がある。水素利用促進にむけたエネルギー政策/目標が設定されればサプライチェーンの投資促進につながる。

## Short Script on Asia Energy Infrastructure Investment in ASEAN and East Asia: Opportunities and Challenges

Han Phoumin,  
Senior Energy Economist, ERIA

At the outset, it is very important to mention about the impact of the COVID 19 on the energy demand and climate change. Due to preventive measure policies such as country lock down and travel restrictions, the global economy is being pushed into a recession by COVID-19 pandemic. Such economic downturn is contracting energy demand and energy-related CO2 emissions around the globe; however, this crisis is seen as temporary and both energy demand and CO2 emission will be bounced back once economy will start its recovery. In the medium to long-term, two major factors such as sustained economic growth and increasing population in the East Asia Summit (EAS) region are the major drivers responsible for the doubling energy demand in our model prediction in 2015–2040. ERIA also conducted the study on hydrogen demand potential in EAS region and it found that the adoption and usage of hydrogen will be largely depend on policy to drive down the cost of hydrogen from currently US90 cent/Nm<sup>3</sup> in Japan to US30-40cent/Nm<sup>3</sup> in 2040 which is competitive target price for gasoline.

Asia-Pacific becomes the dynamic region and it represents 55% of the world's population and 53% of global GDP. Rapid economic growth has led to marked increases in energy demand in the region, and developing Asia will continue to lead in energy demand growth. The energy outlook and energy saving potential in East Asia Region shows that primary energy demand is expected to grow at an average annual rate of 1.5 percent between 2015 and 2040. In an absolute term, it will increase from 7,488 million tons of oil equivalent (Mtoe) in 2015 to 10,943 Mtoe in 2040. By energy, the share of coal in primary energy mix remain a dominant energy source with its share 38.9% in 2040, just a slightly reduction from 41.4% in 2015. Oil share is the 2<sup>nd</sup> largest energy source with its share 27.2% in 2040, also a slight drop from 27.8% in 2015. However, natural gas is projected to increase from 15.4% in 2015 to 18% in 2040, and it remains the third largest share after coal and oil. The nuclear share is expected to increase from 4.2% in 2015 to 5% in 2040 assuming the restart of nuclear power generation in Japan. Hydropower share is slightly dropped from 2% in 2015 to 1.9% in 2040 as the resource has been fully developed. The remaining share about 8.4% in 2015 was from renewable such as geothermal, wind, solar and biomass, and its share in 2040 is likely remain the same under business as usual. However, under the APS scenario, the Res share will likely to increase to 11.3%.

The increasing energy demand in EAS region is a worrisome due to its challenge to secure the energy needed with appropriate price and supply stability. EAS region has seen sign of facing

## Short script

growing energy dependence on imports of oil, gas, and coal (ERIA, 2016). Thus, appropriate energy policy towards energy security and energy affordability will need to be flexible considering the roles of fossil fuel as energy transition. To meet the growing energy demand, the appropriate energy infrastructure investments are needed in EAS region.

The energy infrastructure investment will need to be guided by the policy directions. Thus, at ASEAN level, the ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) is guiding policy document in terms of energy policy and targets. The APAEC Phase 2, which is under preparation for endorsement by AMEM within 2020, will set key energy policy targets such as EE&C target from 30% energy intensity reduction by 2025 (based on 2005 levels) to more ambitious levels—likely new target of 35-40% reduction and it will involve expansion of EE measures to transport and industries. The APAEC Phase 2 will also be establishing a new sub-target for renewables share in installed power capacity that shall complement the existing target of 23% share of renewables in the TPES by 2025. APAEC Phase 2 will also include policy measures to pursue smart grids and RE grid integration, and measures to address emerging and alternative technologies such as hydrogen, energy storage, bioenergy, nuclear energy, climate change and decarbonization, energy investment & financing and private sector participation, disasters-related vulnerability and resilience, capacity building requirements and other cross sectoral issues. APAEC Phase 2 will maintain focus on energy connectivity and market integration, but will add a sub-theme on energy transition and energy resilience on how the region will need to have strategy to deal with the fossil fuels and new technologies.

It is very important to also highlight the energy-related investment in the energy transition. The new and renewables and clean technology play important roles in energy transition, but its investments remain expensive than conventional fossil fuel-based energy system. Based on ERIA's energy outlook the fossil fuel (oil, coal and natural gas) demand in the EAS region will grow by 79% between 2015 and 2040, accounting for 84% of the Total Primary Energy Supply (TPES) in 2040 under the Business as Usual (BAU) Scenario. This demand growth, driven mainly by the objectives of ensuring energy security, fuel supply stability and affordability. This means the fossil fuels will play crucial role in energy mix in the EAS region in foreseeable future. Thus, the clean use of fossil fuel is very importance to address the environmental concern, and at the same time, keep boosting the economic growth in the region during the energy transition. Those key areas of investments are on clean coal technology, penetration of renewables using smart grid/IoT technology, hydrogen production & business, power connectivity, battery storage, EV and hydrogen vehicles, and LNG infrastructure, carbon capture, utilization and storage (CCUS), and other emerging clean technologies. Although there are areas of energy-related infrastructure investment, this paper highlights general investment opportunity of energy infrastructure, the need to promote clean coal technology, renewable energy penetration using IoT and smart grid, and hydrogen potentials in the region.

Based on IEA (2016), the total investment opportunity in the world's cumulative demand in energy infrastructure investment is projected to be \$US 60 trillion from 2014-2040 (IEA, 2016). This also means that energy investment of \$US 2.7 trillion per year is needed to 2040. For Southeast Asia alone, about \$US 1.7 trillion of cumulative investment in energy supply

infrastructure to 2035 is required, with 60 % of the total in the power sector (IEA, ERIA, 2013). While IEA & ERIA (2013) predicted the required investment needed in energy infrastructure, the actual situation and to what extent, the current investment deficit in the energy sector is yet to be done, which encompasses the extraction, generation, and distribution of traditional fossil fuels as well as renewable sources. So, funding the gap of required energy investment is key issue for East Asia countries, particularly Southeast Asia and India.

Now I am speaking specifically about the challenges and opportunities for clean coal technology, renewables penetration using IoT and the hydrogen development.

### **First, the need for clean coal technology in emerging ASEAN**

Coal as the most abundant and reliable energy resource, will continue to be the dominant energy source in power generation to meet in a fast-growing electricity demand in the East Asia region and the emerging ASEAN. In 2015, share of coal use in power generation was 32 percent, and its share will increase to 42 percent by 2040. The increasing of coal use for power generation in ASEAN countries will lead to widespread construction of coal-fired power plants, which without the employment of the best available clean-coal technology (CCT), will result in increased greenhouse gas (GHG) and CO<sub>2</sub> emissions. Meanwhile, the climate narrative at COP 25 and the coming COP 26 will likely to enforce the banning of public coal financing, not limited to OECD but to the globe through its financial instruments influencing to multilateral banks and all the OECD members.

The genuine efforts of developed economies on banning coal financing have its good merits, but they need to understand the unintended impacts that could go far beyond such policy. It should be noted that technological development in CCTs have been fast achieved in developed nations while the transfer and diffused know-how technology of the CCTs to the developing world has been slow. The actions taken to abate CO<sub>2</sub> and GHG emissions have gained momentum in the developed world especially OECD, while developing nations lack the means to afford the available technologies to reduce CO<sub>2</sub> and GHG emissions. Further, China is currently leading the financing on coal-fired power plants around the developing worlds as it is not bounded to the OECD's rules and obligations to ban the coal financing. It is a real concern that If not paired with the proliferation of more sustainable energy development, increasing coal use in emerging Asia will have negative effects on the region's environmental security. With the projected increase in coal-fired generation capacity, both local pollutants – CO<sub>2</sub> and GHG emissions – become major issues in the future. Based on the Green House Gas Emission Data<sup>1</sup>, emission from fossil fuel combustion and industrial process contributed about 78 percent of GHG emissions increase from 1970-2011. China, the US, Europe and India are the largest emitters, contributing 30%, 15%, 9%and 6% percent of global GHG emissions, respectively. With substantial new generation capacity required to generate power, unabated coal-fired power generation plants are increasingly being constructed in developing Asia. These trends bring forward the urgent need to address the

---

<sup>1</sup> EPA (Retrieved on 10 February, 2015), *Global Greenhouse Gas Emissions Data*, Downloadable at <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>

environmental sustainability of powering emerging Asia's economic development and the need for clean coal technology deployment. Below are key policy recommendations prompted for leaders' attentions:

- The current climate narrative and policy approach of banning coal use shall be reviewed to assist emerging Asia to afford CCTs, providing that there are less available alternative energy options for emerging Asia in the medium term to meet energy demand. Treating CCT as technology solution in the energy transition will be a win-win solution for the world climate friendly as Asia faced the energy accessibility and affordability.
- Emerging Asia will rely on whatever CCTs are available in the market with an affordable price. The upfront costs of such ultra-supercritical (USC) technology or Advanced ultra-supercritical (A-USC) technology are higher compared to Supercritical (SC) and sub-critical (C) technologies. Thus, it is necessary to lower the upfront cost of A-USC or USC through policies, such as attractive financial/loan scheme for USC technologies, or a strong political institution to deliver public financing for CCTs to emerging Asia.
- A policy framework should clearly state the corporate social responsibilities of developed and developing nations, respectively, by highlighting the near- and long-term policy measures towards the coal industry and coal-fired power generation, with the speedy acceleration of the research and development (R&D) of carbon capture sequestration, utilization and storage (CCUS) for commercialization sooner or later in the near future. Business model will need to be developed around the CCUS.
- There is a need for public consultation or local participation on the potential impacts of any selected coal technologies. However, for emerging Asia, the institution may not emphasize such local participation. Thus, an active organization is needed to disseminate information on the potential harm resulting from less-efficient coal-fired power plants.
- China, the leading in public financing on coal-fired power plant to Asia, will need to embed the environmental standard into the funding mechanism to ensure that the deployment of coal-fired power plants are at least using USC Chinese technologies to emerging Asia.

## **Second, the Challenges and opportunities in Renewables Penetration- The Application of Smart Grids and IoT**

While economic growth has increased the affordability of REs by many EAS members, several EAS economies are still at the early stage of development. In ASEAN and East Asia members who can afford more investment in REs, an important concern is the need for electricity storage and smart grids to support higher RE penetration levels in the electricity sector. Smart grid technologies are already making significant contributions to electricity grids in some countries such as Japan,

Korean and Singapore. However, these technologies are still undergoing continual refinement and improvement and hence are vulnerable to potential technical and non-technical risks. RE growth will thus be constrained by infrastructure development as well as by the evolution of technology. These also include capacities in assessing and predicting the availability of renewable energy sources. These capacities offer additional benefits, notably the promise of higher reliability and overall electricity system efficiency.

At the climate narrative, REs provides a bright prospect for the world's energy sector. EAS countries will have to follow the same trend as the rest of the world and expand their RE industries. Due to technological advance, the great growth potential of REs in the future will come from wind, solar and biofuel power which will be competitive with traditional fossil fuels. Among the EAS economies, there is also ample scope for growth in hydroelectricity, particularly in relatively less developed economies such as Cambodia, Myanmar and Laos. In several EAS countries, there is also potential for growth in geothermal energy. Therefore, the largest reduction in CO<sub>2</sub> emissions is expected in the power sector, by introducing renewable energy as much as possible. To have high penetration of renewables in the power system, there is a need to have huge investment for power system integration which enables to coordinate the interplays of distributed generation (wind power plants, mega-solar photovoltaic (PV) plants, rooftop solar PV systems on buildings), market system, demand response technologies and information technology (IT, i.e. data acquisition and communication). This coordinated power system integration by using IoT is known as smart grid system.

As smart grid system involves a complex arrangement of infrastructure whose functions depend on many interconnected elements. Thus, the investment in the smart grid system components will be huge potential for future electrical system demand. Those investment are:

- Investment in 'hard' infrastructure which includes the physical component of the grid within the country and for the ASEAN Power Grid Connectivity, the power generation, transmission, and the distribution network as well as energy storage facilities to balance the load fluctuations as the results of higher RE penetration.
- Investment in the telecommunications, which represent the telecommunication services that monitor, protect, and control the grid. This includes wide area networks, field area networks, home area networks, and local area networks.
- Investment in data management, which ensures proper data mining and utilisation to facilitate smart grid applications;
- Investment in tools and software technologies that use and process collected information from the grid to monitor, protect, and control the hard infrastructure layer and reinforce the grid to allow integration of renewable energy.

### **Third, the Challenges and opportunities in Financing Hydrogen Production and Supply Chain**

Hydrogen is the most abundant element in the universe, and it has the potential to fuel the economy while emitting little or no emission. Hydrogen can be used as clean energy for vehicles, heating, electricity generation, industrial processes and energy storage. ERIA's research in hydrogen energy in the past two years has identified significant potential of hydrogen energy supply and demand in the EAS region. ERIA's study projected the potential growth of hydrogen adaptation and usage in all sectors by 2040 with cost of hydrogen reduction from currently US90 cent/Nm<sup>3</sup> in Japan to US30-40cent/Nm<sup>3</sup> in 2040 which is competitive target price for gasoline.

China is one of the biggest potential producer and consumer of hydrogen energy in the near future. China aims to get one million fuel-cell vehicles on its roads by 2029, and by 2023 it will have invested more than \$17 billion in hydrogen. Japan is actively promoting the global adoption of hydrogen for vehicles, power plant and other potential uses. What we knew is that the use of hydrogen is expanding in transport sector and its adoption is gaining momentum. For example, the Tokyo Metropolitan Government will increase the hydrogen buses to 100 by 2020 and Sarawak Local Government will start to operate hydrogen buses soon.

In June 2019, ahead of the G20 summit in Osaka, the International Energy Agency (IEA) recommended that the world must "tap into hydrogen's potential to play a key role in a clean, secure and affordable energy future". While challenges remain, the cost of producing hydrogen from renewable sources is expected to decrease by 30 per cent over the next decade.

While countries around the globe especially the OECD countries and China try to promote the introduction of hydrogen fuels, there are various cost and institutional barriers. Experts shared two major barriers of developing green or clean hydrogen energy in China. First, there is a lack of comprehensive and valid feasibility studies on the potential renewable or clean energy to hydrogen projects, as well as their associated energy infrastructure network for transportation and distribution. Second, there are institutional and regulatory barriers in enabling the hydrogen projects. For example, current regulations of power grid company have no capacity to transmit the curtailed renewables as well as nuclear energy to hydrogen production facility near the demand market, neither does it has incentive to build dedicated new lines for such purpose. Furthermore, the current power sector regulations do not allow onsite production of hydrogen at the renewable power stations, using the curtailed electricity.

The hydrogen energy-related industries will be a huge investment in the near future. However, the large scale and adoption of hydrogen use policy will need to be considered. Below are key policy directions for the investments in hydrogen.

- There is huge potential for the investments in hydrogen production from renewables and nuclear energy. Further, curtailed electricity from Res is suitable for the hydrogen production, but it needs to have clear policy and regulations to promote such hydrogen production.



Short script

- For hydrogen vehicles to be widely adopted, hydrogen refueling stations, and hydrogen transportation and storage facilities will need to be developed.
- Public awareness and willingness to pay together with public financing on the hydrogen production and supply chain will be key to promote the investment.
- The governments will need to establish targets for the hydrogen penetration/uses in all sectors. The energy policy and targets to promote hydrogen uses will encourage the investment of supply chain.

## Asia Energy Infrastructure Investment in ASEAN and East Asia: Opportunities and Challenges

Han Phoumin,  
Senior Energy Economist, ERIA

### Energy demand in ASEAN and East Asia

At the outset, it is very important to mention about the impact of the COVID 19 on the energy demand and climate change. Due to preventive measure policies such as country lock down and travel restrictions, the global economy is being pushed into a recession by COVID-19 pandemic. Such economic downturn is contracting energy demand and energy-related CO<sub>2</sub> emissions around the globe; however, this crisis is seen as temporary and both energy demand and CO<sub>2</sub> emission will be bounced back once economy will start its recovery. In the medium to long-term, two major factors such as sustained economic growth and increasing population in the East Asia Summit (EAS) region are the major drivers responsible for the doubling energy demand in our model prediction in 2015–2040. ERIA conducted the study on hydrogen demand potential based on 3 scenarios of hydrogen penetrations in various sectors. There are two types of hydrogen production processes in which the hydrogen production can be either a reforming and gasification of fossil fuels such as natural gas and coal, or applying water electrolysis using electricity generated by renewable energy such as hydro/geothermal, solar/PV and wind. The study projected the potential growth of hydrogen adaptation and usage in all sectors by 2040 with cost of hydrogen reduction from currently US90 cent/Nm<sup>3</sup> in Japan to US30-40cent/Nm<sup>3</sup> in 2040 which is competitive target price for gasoline. The projected increase of energy demand in EAS region threatens energy security and the effort to curb carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions. These common energy challenges will need to be addressed through concerted efforts, including collective measures and actions to rapidly develop and deploy energy efficiency and saving, high-efficient and low-emission coal-fired power plant technology, and nuclear safety, and to double the share of renewable energy to the overall energy mix for inclusive and sustainable development.

Asia-Pacific becomes the dynamic region and it represents 55% of the world's population and 53% of global GDP. Rapid economic growth has led to marked increases in energy demand in the region, and developing Asia will continue to lead in energy demand growth. The energy outlook and energy saving potential in East Asia Region shows that primary energy demand is expected to grow at an average annual rate of 1.5 percent between 2015 and 2040. In an absolute term, it will increase from 7,488 million tons of oil equivalent (Mtoe) in 2015 to 10,943 Mtoe in 2040. By energy, the share of coal in primary energy mix remain a dominant energy source with its share 38.9% in 2040, just a slightly reduction from 41.4% in 2015. Oil share is the 2<sup>nd</sup> largest energy source with its share 27.2% in 2040, also a slight drop from 27.8% in 2015. However, natural gas

is projected to increase from 15.4% in 2015 to 18% in 2040, and it remains the third largest share after coal and oil. The nuclear share is expected to increase from 4.2% in 2015 to 5% in 2040 assuming the restart of nuclear power generation in Japan. Hydropower share is slightly dropped from 2% in 2015 to 1.9% in 2040 as the resource has been fully developed. The remaining share about 8.4% in 2015 was from renewable such as geothermal, wind, solar and biomass, and its share in 2040 is likely remain the same under business as usual. However, under the APS scenario, the Res share will likely to increase to 11.3%.

The shares of final energy consumption by fuel sources indicated that oil is the dominant energy source with its share 37.7% in 2015 and 37.5% in 2040, followed by electricity share of 20.9% in 2015 and 25.1% in 2040, coal share 18.1% in 2015 and 16.4% in 2040, natural gas share 11.6% in 2015 and 13.2% in 2040, and the remaining are heat and others. The dominant share of oil uses in the final energy consumption is due to the increase oil use in transport sector. The total power generation was projected to grow at 2.3% per year on average, from 2015 (equivalent to 14,290 terawatt-hours [TWh]) to 2040 (equivalent to 25,030 TWh). The share of coal-fired generation was projected to be the largest and will be about 48% in 2040, a drop from the 53.8% in 2015. The share of natural gas was projected to increase from 17.8% in 2015 to 19.4% in 2040. Nuclear share (8.5% in 2015) was forecasted to decrease to 8.3% in 2040. Shares of geothermal was 0.4% in 2015 and 0.5% in 2040. The remaining share (wind, solar, biomass) was 5.7% in 2015, and 13.7% in 2040.

The increasing energy demand in EAS region is a worrisome due to its challenge to secure the energy needed with appropriate price and supply stability. EAS region has seen sign of facing growing energy dependence on imports of oil, gas, and coal (ERIA, 2016). Thus, appropriate energy policy towards energy security and energy affordability will need to be flexible considering the roles of fossil fuel as energy transition. To meet the growing energy demand, the appropriate energy infrastructure investments are needed in EAS region.

### **ASEAN Energy Policy Directions**

The ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) Phase 2, which is under preparation for endorsement by AMEM within 2020, will set key energy policy targets and it will have energy policy implications for energy infrastructure related investment in the region. Key targets included the revision of the new EE&C target from 30% energy intensity reduction by 2025 (based on 2005 levels) to more ambitious levels— likely new target of 35-40% reduction and will involve expansion of EE measures to transport and industries. It will also be establishing a new sub-target for renewables share in installed power capacity that shall complement the existing target of 23% share of renewables in the TPES by 2025. APAEC Phase 2 will also include policy measures to pursue smart grids and RE grid integration, and measures to address emerging and alternative technologies such as hydrogen, energy storage, bioenergy, nuclear energy, climate change and decarbonization, energy investment & financing and private sector participation, disasters-related vulnerability and resilience, capacity building requirements and other cross sectoral issues. APAEC Phase 2 will maintain focus on energy connectivity and market integration, but will

add a sub-theme on energy transition and energy resilience on how the region will need to have strategy to deal with the fossil fuels and new technologies.

In the EAS region, there are advanced countries and emerging developing countries with diversified socio-economic differences in terms of GDP, population, energy use, and technologies. However, each country is committed to do their utmost efforts to address the common climate change issue. The countries share their commitments through various policies such as energy intensity targets or through the actual targets of renewables share in the energy mix. Nevertheless, emerging countries face issues of providing energy access and energy affordability, while promoting renewables and other clean energy technologies will remain expensive although solar and wind module cost has dropped drastically, but the system cost remain expensive when it applied in developing countries. Making these clean and green technologies available to the developing countries in ASEAN will need policy attentions including regulations and financing mechanism with supports from the developed countries.

### **ASEAN and East Asia Energy Transition- The Clean Use of Fossil Fuels**

The world is undergoing an energy transformation, from a system based on fossil fuels to a system based on cleaner energy use including renewable and cleaner use of fossil fuel, in order to reduce global greenhouse gas emissions and avoid the most serious impacts as result of climate change. Addressing energy transition toward cleaner energy system has been a common goal as reflected in global agreement of the United Nations Climate Change Conference, CO21, where global leaders agreed to set a goal of limiting global warming to “well below 2 degree Celsius” compared to pre-industrial level.

Although common goal has reached, but policy measures and actions undertaken in each country varied from country to country reflecting the differences of socioeconomic, political and geographical contexts. To be explicit, the energy transition is an economic problem, since the present financial system tends to look only toward immediate profit, discounting medium- and long-term advantages. In this way, new and clean technology seems more expensive than conventional fossil fuel-based energy system. So, we have a policy problem in the sense that we need to allocate economic resources for the transition to ensure an equitable and affordable access to energy for everyone.

According to the ERIA's Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019, fossil fuel (oil, coal and natural gas) demand in the EAS region will grow by 79% between 2015 and 2040, accounting for 84% of the Total Primary Energy Supply (TPES) in 2040 under the Business as Usual (BAU) Scenario. This demand growth, driven mainly by the objectives of ensuring energy security, fuel supply stability and affordability. This means the EAS region accounts for the bulk of incremental global fossil fuel demand. Even under the Advanced Policy Scenario (APS) assuming more aggressive energy efficiency and higher penetration of non-fossil fuels, the fossil fuel demand will grow by 39%, still accounting for 76% of the TPES. Notwithstanding ongoing efforts in the EAS region is to promote energy efficiency and renewable energy sources, and it is obvious that fossil fuels will play crucial role in energy mix in the EAS region.

The EAS region drives global energy demand and is expected to continue to do so in the long-term. This underlines the continuing imperative for the region to strengthen its partnerships and innovation ecosystems to enable sustainable energy transitions that adequately meet the needs of its peoples. Managing energy transition will need to stress presence of fossil fuel (coal, oil and natural gas) in the short and medium energy system, and what matters is how to explore the way to use fossil fuel in an environmentally sustainable manner to act as a bridge to a carbon-free energy future, rather than simply ruling out them completely. For the successful implementation of energy transition and climate change policy objective, policy makers will need to balance other equally important policy objectives of energy security, energy access, and affordability, for instance, policy blind of banning public financing on CCT could result counterproductive in terms of climate mitigation since the lack of finance for high-efficient but more expensive CCT would simply result in deployment of cheaper and less efficient technologies such as critical or sub critical technology and more CO2 emissions.

The energy transition and its shift toward cleaner energy system will have fundamental impacts for global economy. The pace in which countries adopted its policy has seen drastic change in the energy system where more renewable has been penetrated on electrical grid. One of the greatest challenges that the energy transition presents is cost and associated know how technology, infrastructure and cost to adopt it into the higher share of renewable in the energy system. Another equally important the shift of geopolitical landscape where fossil fuel-producing countries will need to shift in similar pace to adopt a new, diversified, economic model to cope with changes. It is importance to note that the shift and pace of energy transition will involve cost and investment for all energy-related infrastructure, and it will hugely impact on the energy affordability in developing world. A bridging from current energy system to the future cleaner energy system will need to consider the role of cleaner use of fossil fuel and the innovative technologies that can reduce CO2 and GHG emissions. Therefore, urgent steps are needed to be taken to decarbonize the energy sector through pathways to a low-carbon economy which require a rapid deployment of clean use of fossil fuel technologies, renewable energy development and a doubling of energy efficiency, given that the energy sector accounts for two-thirds of global greenhouse gas emissions.

Energy transition will affect everyone, therefore, there is a lot of work to be done in terms of developing a cross-understanding of industrial policy and social policy, through the development of understanding the scale of this energy transformation, and how it will affect significant sectors in the economy, what kind of coping strategies, and what kind of skill and knowledge to be augmented to workforce to fit the emerging job-related energy transition.

### **Potential Energy Infrastructure-related Investments**

The rapid increase of the foreseeable energy demand in ASEAN and East Asia will need coordinated and appropriate energy supply infrastructures and investments to ensure the region's energy sustainability, development and environment. Investments in some of the new and renewable energy, and clean technologies are still faced with instability and high cost of energy supply. Thus,

the energy policy targets and clean technologies penetration into the energy system will need to be promoted by leaders in the region. The investments into low-carbon technologies and renewables are seen as importance to manage energy transition towards cleaner use of energy and addressing environment. Those key areas of investments are on clean coal technology, penetration of renewables using smart grid/IoT technology, hydrogen production & business, power connectivity, battery storage, EV and hydrogen vehicles, and LNG infrastructure, carbon capture, utilization and storage (CCUS), and other emerging clean technologies. Although there are areas of energy-related infrastructure investment, this brief paper only highlights the need to promote clean coal technology, renewable energy, and hydrogen potentials in the region. The promotions of these energy and technologies are facing both opportunities and challenges that need policy attentions.

### **Challenges for Investment in Financing Energy Infrastructure**

The world's cumulative demand in energy infrastructure investment is projected to \$US 60 trillion from 2014-2040 (IEA, 2016). This also means that energy investment of \$US 2.7 trillion per year is needed to 2040. For Southeast Asia alone, about \$US 1.7 trillion of cumulative investment in energy supply infrastructure to 2035 is required, with 60 % of the total in the power sector (IEA, ERIA, 2013). While IEA & ERIA (2013) predicted the required investment needed in energy infrastructure, the actual situation and to what extent, the current investment deficit in the energy sector is yet to be done, which encompasses the extraction, generation, and distribution of traditional fossil fuels as well as renewable sources. So, funding the gap of required energy investment is key issue for East Asia countries, particularly Southeast Asia and India.

As usual, energy infrastructure and clean technologies are costly and require large investment that need different stakeholders to be involved. When it comes to financing energy-related infrastructure projects, the word “bankable, financeable, and investable” are always discussed amongst different stakeholders, as each stakeholder will look at the project at different perspective in terms of how much they will get return from their investments. For example, each investor such as bank, government, or developer has a different idea of what a project's risk/return profile should be. By and large, a bankable project is a project that bank is willing to finance. But bank financing is only one component of the capital investment structure, and most private investors seek much higher returns on their investment. So, the term “financeable and investable” is used if the project looks like a strong project, with stable revenue, a suite of credit guarantees, and political risk insurance, with expected single-digit or mid-teen returns. This is far below the hurdle rates for risk-adjusted equity investors for frontier market projects.

In general, energy project investors are likely looking for at least 25- 35 percent internal rate of return (IRR) if the investment is part of their private equity allocation. However, on average, energy infrastructure projects have yielded 16 percent to 18 percent IRR, based on 20-year cash flow projections (Milken Institute, 2015).

The infrastructure project finance requires a mix of investors (either developer and/or a private equity firm or corporate investor), and debt providers provided by commercial banks, or public-

sector funding. Within a particular capital structure, for example, a project may receive equity investment from a private equity firm or group of investors, with an insurance wrap from a Development Financial Institutes (DFIs) like the Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA), the Overseas Private Investment Corporation (OPIC), the International Finance Corporation (IFC), the World Bank, The Asian Development Bank and pledged debt from a bank, such as Standard Bank. Institutional investors may participate either directly or through a private equity allocation or the purchase of other financing options, such as a government infrastructure bond.

Currently, most infrastructure investment in East Asia is financed by the public sector, Public Private Partnership (PPP) or external official development assistance (ODA) for emerging ASEAN countries. For PPP, the ASEAN Member States (AMSs) are having different levels of infrastructure policy, financing method and financial capacity. The PPP Program has been significantly developed and utilized in Malaysia, Indonesia, Thailand and the Philippines, and recently in Singapore. Whilst Cambodia and Viet Nam are yet to formalize the PPP, private sector participation has become increasingly important in infrastructure development. Laos and Myanmar have potentials, although are facing multiple challenges from lacking of fiscal sources to fiscal sustainability. PPP still takes less significant role in Brunei that has abundant public financial resources to build infrastructure.

### **Challenges and opportunities in Financing Clean Coal Technology**

Coal as the most abundant and reliable energy resource, will continue to be the dominant energy source in power generation to meet in a fast-growing electricity demand in the East Asia region and the emerging ASEAN. In 2015, share of coal use in power generation was 32 percent, and its share will increase to 42 percent by 2040; while share of gas in power generation was 42 percent in 2015, and its share will drop to 37 percent in 2040 (Shigeru Kimura, and Han Phoumin, 2016). The increasing of coal use for power generation in ASEAN countries will lead to widespread construction of coal-fired power plants, which without the employment of the best available clean-coal technology (CCT), will result in increased greenhouse gas (GHG) and CO<sub>2</sub> emissions. Meanwhile, the climate narrative at COP 25 and the coming COP 26 will likely to enforce the banning of public coal financing, not limited to OECD but to the globe through its financial instruments influencing to multilateral banks and all the OECD members.

The genuine efforts of developed economies on banning coal financing have its good merits, but they need to understand the unintended impacts that could go far beyond such policy. It should be noted that technological development in CCTs have been fast achieved in developed nations while the transfer and diffused know-how technology of the CCTs to the developing world has been slow. The actions taken to abate CO<sub>2</sub> and GHG emissions have gained momentum in the developed world especially OECD, while developing nations lack the means to afford the available technologies to reduce CO<sub>2</sub> and GHG emissions. Perhaps, emerging economies do not need to be faulted for continuing to use cheap technology. Further, China is leading the financing on coal-fired power plants around the developing worlds as it is not bounded to the OECD's rules and obligations to ban the coal financing.

It is a real concern that if not paired with the proliferation of more sustainable energy development, increasing coal use in emerging Asia will have negative effects on the region's environmental security. With the projected increase in coal-fired generation capacity, both local pollutants – CO<sub>2</sub> and GHG emissions – become major issues in the future. Based on the Green House Gas Emission Data<sup>1</sup>, emission from fossil fuel combustion and industrial process contributed about 78 percent of GHG emissions increase from 1970-2011. China, the US, Europe and India are the largest emitters, contributing 30%, 15%, 9% and 6% percent of global GHG emissions, respectively. With substantial new generation capacity required to generate power, unabated coal-fired power generation plants are increasingly being constructed in developing Asia. These trends bring forward the urgent need to address the environmental sustainability of powering emerging Asia's economic development and the need for clean coal technology deployment. Below are key policy recommendations prompted for leaders' attentions:

- The current climate narrative and policy approach of banning coal use shall be reviewed to assist emerging Asia to afford CCTs, providing that there are less available alternative energy options for emerging Asia in the medium term to meet energy demand. Treating CCT as technology solution in the energy transition will be a win-win solution for the world climate friendly as Asia faced the energy accessibility and affordability.
- Emerging Asia will rely on whatever CCTs are available in the market with an affordable price. The upfront costs of such ultra-supercritical (USC) technology or Advanced ultra-supercritical (A-USC) technology are higher compared to Supercritical (SC) and sub-critical (C) technologies. Thus, it is necessary to lower the upfront cost of A-USC or USC through policies, such as attractive financial/loan scheme for USC technologies, or a strong political institution to deliver public financing for CCTs to emerging Asia.
- A policy framework should clearly state the corporate social responsibilities of developed and developing nations, respectively, by highlighting the near- and long-term policy measures towards the coal industry and coal-fired power generation, with the speedy acceleration of the research and development (R&D) of carbon capture sequestration, utilization and storage (CCUS) for commercialization sooner or later in the near future. Business model will need to be developed around the CCUS.
- There is a need for public consultation or local participation on the potential impacts of any selected coal technologies. However, for emerging Asia, the institution may not emphasize such local participation. Thus, an active organization is needed to disseminate information on the potential harm resulting from less-efficient coal-fired power plants.
- China, the leading in public financing on coal-fired power plant to Asia, will need to embed the environmental standard into the funding mechanism to ensure that the deployment

---

<sup>1</sup> EPA (Retrieved on 10 February, 2015), *Global Greenhouse Gas Emissions Data*, Downloadable at <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>



of coal-fired power plants are at least using USC Chinese technologies to emerging Asia.

### **Challenges and opportunities in Renewables Penetration- The Application of Smart Grids and IoT**

While economic growth has increased the affordability of REs by many EAS members, several EAS economies are still at the early stage of development. In ASEAN and East Asia members who can afford more investment in REs, an important concern is the need for electricity storage and smart grids to support higher RE penetration levels in the electricity sector. Smart grid technologies are already making significant contributions to electricity grids in some countries such as Japan, Korean and Singapore. However, these technologies are still undergoing continual refinement and improvement and hence are vulnerable to potential technical and non-technical risks. RE growth will thus be constrained by infrastructure development as well as by the evolution of technology. These also include capacities in assessing and predicting the availability of renewable energy sources. These capacities offer additional benefits, notably the promise of higher reliability and overall electricity system efficiency.

At the climate narrative, REs provides a bright prospect for the world's energy sector. EAS countries will have to follow the same trend as the rest of the world and expand their RE industries. Due to technological advance, the great growth potential of Res in the future will come from wind, solar and biofuel power which will be competitive with traditional fossil fuels. Among the EAS economies, there is also ample scope for growth in hydroelectricity, particularly in relatively less developed economies such as Cambodia, Myanmar and Laos. In several EAS countries, there is also potential for growth in geothermal energy. Therefore, the largest reduction in CO<sub>2</sub> emissions is expected in the power sector, by introducing renewable energy as much as possible. To have high penetration of renewables in the power system, there is a need to have huge investment for power system integration which enables to coordinate the interplays of distributed generation (wind power plants, mega-solar photovoltaic (PV) plants, rooftop solar PV systems on buildings), market system, demand response technologies and information technology (IT, i.e. data acquisition and communication). This coordinated power system integration by using IoT is known as smart grid system.

As smart grid system involves a complex arrangement of infrastructure whose functions depend on many interconnected elements. Thus, the investment in the smart grid system components will be huge potential for future electrical system demand. Those investment are:

- Investment in 'hard' infrastructure which includes the physical component of the grid within the country and for the ASEAN Power Grid Connectivity, the power generation, transmission, and the distribution network as well as energy storage facilities to balance the load fluctuations as the results of higher RE penetration.
- Investment in the telecommunications, which represent the telecommunication services

that monitor, protect, and control the grid. This includes wide area networks, field area networks, home area networks, and local area networks.

- Investment in data management, which ensures proper data mining and utilisation to facilitate smart grid applications;
- Investment in tools and software technologies that use and process collected information from the grid to monitor, protect, and control the hard infrastructure layer and reinforce the grid to allow integration of renewable energy.

### **Challenges and opportunities in Financing Hydrogen Production and Supply Chain**

Hydrogen is the most abundant element in the universe, and it has the potential to fuel the economy while emitting little or no emission. Hydrogen can be used as clean energy for vehicles, heating, electricity generation, industrial processes and energy storage. ERIA's research in hydrogen energy in the past two years has identified significant potential of hydrogen energy supply and demand in the EAS region. ERIA's study projected the potential growth of hydrogen adaptation and usage in all sectors by 2040 with cost of hydrogen reduction from currently US90 cent/Nm<sup>3</sup> in Japan to US30-40cent/Nm<sup>3</sup> in 2040 which is competitive target price for gasoline.

China is one of the biggest potential producer and consumer of hydrogen energy in the near future. China aims to get one million fuel-cell vehicles on its roads by 2029, and by 2023 it will have invested more than \$17 billion in hydrogen. Japan is actively promoting the global adoption of hydrogen for vehicles, power plant and other potential uses. What we knew is that the use of hydrogen is expanding in transport sector and its adoption is gaining momentum. For example, the Tokyo Metropolitan Government will increase the hydrogen buses to 100 by 2020 and Sarawak Local Government will start to operate hydrogen buses soon.

In June 2019, ahead of the G20 summit in Osaka, the International Energy Agency (IEA) recommended that the world must "tap into hydrogen's potential to play a key role in a clean, secure and affordable energy future". While challenges remain, the cost of producing hydrogen from renewable sources is expected to decrease by 30 per cent over the next decade.

While countries around the globe especially the OECD countries and China try to promote the introduction of hydrogen fuels, there are various cost and institutional barriers. Experts shared two major barriers of developing green or clean hydrogen energy in China. First, there is a lack of comprehensive and valid feasibility studies on the potential renewable or clean energy to hydrogen projects, as well as their associated energy infrastructure network for transportation and distribution. Second, there are institutional and regulatory barriers in enabling the hydrogen projects. For example, current regulations of power grid company have no capacity to transmit the curtailed renewables as well as nuclear energy to hydrogen production facility near the demand market, neither does it has incentive to build dedicated new lines for such purpose.

Furthermore, the current power sector regulations do not allow onsite production of hydrogen at the renewable power stations, using the curtailed electricity.

The hydrogen energy-related industries will be a huge investment in the near future. However, the large scale and adoption of hydrogen use policy will need to be considered. Below are key policy directions for the investments in hydrogen.

- There is huge potential for the investments in hydrogen production from renewables and nuclear energy. Further, curtailed electricity from Res is suitable for the hydrogen production, but it needs to have clear policy and regulations to promote such hydrogen production.
- For hydrogen vehicles to be widely adopted, hydrogen refueling stations, and hydrogen transportation and storage facilities will need to be developed.
- Public awareness and willingness to pay together with public financing on the hydrogen production and supply chain will be key to promote the investment.
- The governments will need to establish targets for the hydrogen penetration/uses in all sectors. The energy policy and targets to promote hydrogen uses will encourage the investment of supply chain.