

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ASIE DU SUD-EST

Éric Mottet

La Découverte | « Hérodote »

2020/1 N° 176 | pages 97 à 111

ISSN 0338-487X

ISBN 9782348057519

Article disponible en ligne à l'adresse :

<https://www.cairn.info/revue-herodote-2020-1-page-97.htm>

Distribution électronique Cairn.info pour La Découverte.

© La Découverte. Tous droits réservés pour tous pays.

La reproduction ou représentation de cet article, notamment par photocopie, n'est autorisée que dans les limites des conditions générales d'utilisation du site ou, le cas échéant, des conditions générales de la licence souscrite par votre établissement. Toute autre reproduction ou représentation, en tout ou partie, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit, est interdite sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, en dehors des cas prévus par la législation en vigueur en France. Il est précisé que son stockage dans une base de données est également interdit.

La transition énergétique en Asie du Sud-Est

Éric Mottet¹

L'Asie du Sud-Est est l'une des régions les plus dynamiques au monde avec une forte croissance démographique, économique et énergétique. Elle devrait continuer de voir sa demande énergétique croître, augmentant de 4,7 % par an d'ici 2035, tirée par une économie régionale qui devrait tripler et une population qui devrait progresser de plus de 20 % d'ici 2040, pour atteindre près de 770 millions d'individus [Cornot-Gandolphe, 2017 ; IEA, 2017 ; IRENA, 2018 ; Holleaux, 2019]. Cette formidable croissance pose des défis énergétiques et de sécurisation de la production et de l'approvisionnement. L'ASEAN, qui s'est constituée en communauté économique (ASEAN Economic Community ou AEC), entend répondre à ces défis en améliorant la connectivité énergétique et la coopération régionale afin d'assurer la sécurité énergétique, l'accès à l'énergie, la durabilité du mix énergétique et, *in fine*, la transition énergétique dans une conception écologique et durable. La question de la coopération internationale sur ce point est fondamentale et s'intègre à part entière au sein des implications géopolitiques des nouvelles politiques énergétiques et des investissements nécessaires pour mener cette transition énergétique.

Cet article propose d'analyser la scénarisation énergétique à l'échelle nationale et internationale des politiques de transition énergétique ainsi que les instruments économiques et les technologies nécessaires à leur déploiement en Asie du Sud-Est. Les aspects géopolitiques traitant de sécurité énergétique associée à cette dynamique sont également abordés.

1. Professeur au département de géographie de l'Université du Québec à Montréal (UQAM) et chercheur associé à l'Institut de recherche sur l'Asie du Sud-Est contemporaine (IRASEC).

Des besoins énergétiques croissants

En premier lieu, la région fait partie de l'Asie située sur les grandes routes commerciales de la mondialisation, et constitue l'un des principaux pôles de croissance du monde (4,7 % de croissance moyenne en 2018). De la sorte, l'Asie du Sud-Est offre un environnement d'investissement favorable aux sociétés étrangères qui veulent s'y établir grâce à une stabilité politique, une main-d'œuvre compétitive, un marché graduellement plus ouvert et fiable, un bon positionnement géographique dans la région et des ressources naturelles abondantes (120 milliards \$US/an d'investissements directs étrangers au cours des cinq dernières années). Cette forte croissance se traduit par une forte demande énergétique qui a augmenté de 70 % depuis 2000 et de 20 % sur la dernière décennie [IEA, 2017].

Le second facteur clé de l'augmentation des besoins énergétiques est la croissance démographique, accompagnée d'un exode rural sans précédent. En trente ans, l'Asie du Sud-Est est passée de 407 millions (1986) à près de 653 millions d'habitants (2018), soit 9 % de la population mondiale actuelle.

Troisièmement, une des transformations majeures de l'Asie du Sud-Est est l'urbanisation rapide des dernières décennies (150 millions en plus d'ici à 2040). Très majoritairement rurale en 1950 (85 %), la région compte désormais presque autant d'urbains que de ruraux (48 %), attirés par la croissance économique des secteurs industriels et de services. Néanmoins, les situations domestiques sont très contrastées, des fortes populations urbaines de Singapour (100 %), de Brunei (78 %) et de la Malaisie (75 %) aux faibles taux du Cambodge (23 %), de la Birmanie (29 %), du Laos (35 %) et du Viêt Nam (35 %). La particularité de ces pays est d'avoir été dirigés par des régimes communistes ou autocratiques qui ont usé de mesures légales coercitives de maintien ou de redéploiement des populations dans les zones rurales, éloignées (Indonésie) et montagneuses (Viêt Nam). Dans ces pays, on observe toutefois les taux les plus vigoureux de croissance urbaine (entre 3 % et 4,5 % par an) du fait d'un exode rural accéléré causé par le relâchement du contrôle politique des migrations internes dû en très grande partie au passage progressif d'une économie centralisée et planifiée vers une économie de marché mondialisée, ouverte aux investissements étrangers principalement localisés dans les villes et leur périphérie proche [Scornet, 2019]. En 2018, trois des grandes métropoles du monde dépassant 10 millions d'habitants se situent en Asie du Sud-Est (Manille, Jakarta et Bangkok). D'ici 2030, ces trois agglomérations seront rejointes par Kuala Lumpur et Hô Chi Minh-Ville. En outre, le réseau urbain se densifie et les métropoles d'Asie du Sud-Est dont la population dépasse le million d'habitants sont de plus en plus nombreuses, soit 30 en 2018 (14 en Indonésie, 5 au Viêt Nam et 2 aux Philippines).

Le secteur des transports, en particulier dans les villes, a connu une croissance explosive au cours des dernières décennies, surtout les voitures particulières et

les deux roues. La consommation résidentielle, en lien avec l'augmentation des revenus moyens et les programmes nationaux d'électrification des foyers, croît également très rapidement.

Enfin, plusieurs pays sont dotés de ressources énergétiques dans des proportions plus ou moins grandes [BP, 2017]. En ce qui concerne le pétrole, Brunei, l'Indonésie, la Malaisie, la Thaïlande et le Viêt Nam se partagent 1,6 milliard de tonnes, soit 0,8 % des réserves prouvées mondiales, ce qui est très modeste. L'Indonésie, la Birmanie et Brunei possèdent des ressources gazières significatives et sont des exportateurs de gaz naturel liquéfié (GNL). L'Indonésie, tout comme la Thaïlande et le Viêt Nam, possède des réserves prouvées de charbon importantes (2,2 % des réserves mondiales) et est aujourd'hui le deuxième exportateur au monde, derrière l'Australie. Les pays qui partagent les eaux du fleuve Mékong, et plus particulièrement le Laos, exploitent quant à eux un potentiel hydroélectrique important [Mottet et Lasserre, 2017]. Toutefois, la plupart des pays de la région sont relativement pauvres en combustibles fossiles et dépendent d'importations massives d'énergie.

Un mix énergétique encore trop carboné

En 2016 [IEA, 2017], la consommation d'énergie des pays de la région (640 Mtep) est assurée à 74 % par les énergies fossiles, c'est-à-dire carbonées, à l'état gazeux (gaz naturel), liquide (pétrole) ou solide (charbon). En 2000, le chiffre était d'environ 70 %. Le pétrole reste la principale source d'énergie (34 % – 218 Mtep), devant le gaz (22 % – 141 Mtep) et le charbon (18 % – 115 Mtep), dont la plus grande partie est destinée à la production d'électricité. En outre, les bioénergies, principalement la biomasse traditionnelle (bois, déchets), sont encore largement utilisées dans la région comme source de chaleur pour cuisiner (250 millions de personnes), avec une part de 20 % du mix énergétique en 2016. Les autres énergies non carbonées, c'est-à-dire principalement l'hydroélectricité, représentent aujourd'hui 6 %. Les cinq plus grands consommateurs, l'Indonésie (35 % du total), la Thaïlande, la Malaisie, le Viêt Nam et les Philippines, représentent 90 % de la demande d'énergie de l'Asie du Sud-Est. Pour les pays de la région, les énergies fossiles sont au cœur des économies et des politiques de développement² et de modernisation. Cette forte proportion ne diminuera que très lentement, malgré plusieurs projets ambitieux à l'échelle régionale.

2. L'industrie a augmenté sa consommation d'énergie de près de 70 % depuis 2000, ce qui en fait le secteur le plus consommateur d'énergie (160 Mtep en 2016), devant le secteur du transport (120 Mtep), qui ne compte que 7 000 véhicules électriques pour l'ensemble des pays de la région [IEA, 2017, p. 21].

D'ici à 2040, l'augmentation spectaculaire de la demande d'énergie devrait se poursuivre. Selon le « New Scenario Policies » (NSP) de l'AIE, qui tient compte des objectifs annoncés par les différents pays, la demande d'énergie d'Asie du Sud-Est continuera de croître rapidement, augmentant de 60 % d'ici 2040 pour se situer à 1 062 Mtep. Bien que des efforts soient déployés pour améliorer l'efficacité énergétique (40 % de gain d'ici 2040), c'est-à-dire une meilleure utilisation de l'énergie disponible pour un service rendu identique, et favoriser le développement des énergies renouvelables, les énergies fossiles devraient continuer de dominer le mix énergétique régional (entre 60 % et 80 % en 2040, d'après les scénarios de l'AIE). Les réserves étant relativement bien réparties dans la région, la demande de charbon devrait au minimum doubler d'ici 2040 (271 Mtep contre 112 Mtep en 2016) en raison de son utilisation accrue pour la production d'électricité (26 % du mix énergétique en 2040). La part du gaz devrait légèrement baisser de 22 % en 2016 à 21 % en 2040. Toutefois, la demande pour ce combustible augmenterait de 60 % sur la période (141 Mtep en 2016 à 225 Mtep en 2040).

Le secteur électrique est fondamental pour l'avenir énergétique des pays de la région. Toujours d'après le NSP de l'AIE, la demande d'électricité croît plus rapidement que toute autre forme d'énergie finale, représentant près de 60 % de la croissance de la demande totale d'énergie d'ici 2040. Au cours de la période 2000-2016, l'économie a progressé de 5 % par an, alors que dans le même temps la demande en électricité a augmenté de 6,1 % par an en moyenne et a atteint une capacité de production de 240 GW en 2016 [IEA, 2017]. La progression de la demande devrait se maintenir à 3,7 % par an d'ici à 2040. Durant cette période, la demande en électricité a doublé dans certains pays comme la Birmanie, le Cambodge, l'Indonésie et le Viêt Nam. Le gaz naturel et le charbon sont les deux principales sources de production d'électricité, représentant respectivement 42 % et 35 % en 2016 [IEA, 2017]. Le pétrole ne représente plus que 4 % du mix électrique, alors qu'il était de 20 % en 2000. Il est progressivement remplacé par d'autres sources de production d'électricité, mais cette substitution prend du temps à cause, d'une part, de la géographie montagneuse et insulaire de la plupart des pays de la région et, d'autre part, du manque d'investissement régional massif dans les énergies renouvelables (hors hydroélectricité)³. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité s'élève à 18 %. L'hydroélectricité est la principale source (14 %), suivie par la géothermie (2 %), alors que les bioénergies, le photovoltaïque et l'éolien se partagent les 2 % restants. Plusieurs pays de la partie péninsulaire comme la Birmanie, le Cambodge ou le Viêt Nam, territoires

3. À l'échelle régionale, 69 milliards de dollars américains ont été investis dans les énergies renouvelables depuis 2000.

dotés de grands cours d'eau prenant leur source dans l'Himalaya (Mékong, fleuve Rouge, Irrawaddy), ont une production électrique qui dépend à plus de 50 % de l'hydroélectricité. Quant au Laos, pays ayant pour ambition de devenir la « batterie énergétique » de l'Asie du Sud-Est, son électricité dépend presque exclusivement de ses barrages hydroélectriques.

Alors que le gaz naturel domine le mix électrique, la montée en puissance du charbon s'est accélérée depuis les années 2010. Par conséquent, la part du gaz dans la production d'électricité a diminué de 9 points, passant de 49 % en 2010 à 40 % en 2016, alors que dans le même temps celle du charbon a fait un bond de 27 % à 40 %. Cette augmentation est liée à l'avantage du prix et à la disponibilité du charbon dans la région par rapport au gaz.

D'après le NSP de l'AIE, la production totale d'électricité de l'Asie du Sud-Est devrait tripler et atteindre 2 219 TWh (capacité installée de 566 GW) d'ici à 2040. Pour répondre à la croissance de la demande en électricité, toutes les sources de production augmentent, à l'exception du pétrole, qui est pratiquement éliminé du mix électrique en 2040. La part des énergies fossiles dans le mix diminue de 81 % en 2016 à 70 % en 2040. La production d'électricité poursuit toutefois son évolution vers le charbon, qui augmente sa part dans la production d'électricité à 40 %, alors que celle du gaz tombe à 28 %. La production d'électricité renouvelable accroît sa contribution à 29 %, largement dominée par l'hydroélectricité (347 TWh), puis, loin derrière, les bioénergies (97 TWh), le photovoltaïque (85 TWh), la géothermie (75 TWh) et l'éolien (55 TWh).

Pour satisfaire sa demande énergétique d'ici 2040, les investissements nécessaires dans le secteur énergétique s'élèvent à 2 700 milliards de dollars américains entre 2017 et 2040 selon l'AIE, dont 1 200 milliards pour la production d'électricité (dont 300 milliards pour les EnR) et 700 milliards pour le transport et la distribution de cette électricité⁴. Étendue sur 23 ans, cette somme colossale correspond à un investissement d'environ 117 milliards par an ou à 4,5 % du PIB annuel de l'Asie du Sud-Est.

L'augmentation rapide des besoins en énergie crée des défis importants sur les plans de la sécurité et des finances, bien sûr, mais aussi de l'environnement. Assurément, l'Asie du Sud-Est est l'une des régions les plus vulnérables aux changements climatiques en raison de sa forte activité économique concentrée sur ses littoraux, et de sa grande dépendance à l'agriculture, à la foresterie et à d'autres ressources naturelles, notamment minières. Les catastrophes naturelles y sont de

4. L'AIE estime que 365 milliards de dollars ont été investis dans le secteur énergétique d'Asie du Sud-Est depuis 2000, dont 195 milliards uniquement pour l'expansion des réseaux de distribution.

plus en plus fréquentes, notamment sous la forme de cyclones, d'inondations ou de sécheresses. Chaque année, les pluies torrentielles de la mousson et plusieurs cyclones font en Asie du Sud-Est des centaines de morts (et affectent des millions de personnes) et contribuent à la hausse du prix du riz et des denrées alimentaires. Cela explique aisément que les États d'Asie du Sud-Est soient de bons élèves dans les négociations internationales sur les changements climatiques⁵ [Mottet, 2012 et 2017], en apparence du moins, compte tenu de l'importance actuelle et future des énergies fossiles dans le mix énergétique régional.

Une transition énergétique entre intégration régionale et intégration des marchés

Depuis 1999, l'ASEAN s'est dotée d'une organisation intergouvernementale indépendante, l'ASEAN Center for Energy (ACE), qui sert de forum de dialogue sur les défis énergétiques régionaux en fournissant une expertise pertinente garantissant les politiques et les programmes énergétiques des dix pays de la région. Dans ce cadre, les pays membres ont adopté le programme *ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation 2016-2025* (APAEC) en 2014. Les initiatives clés de ce plan s'appuient sur sept axes de coopération multilatérale⁶.

Ce programme est une réponse collective aux défis énergétiques de l'ASEAN à travers, entre autres, le développement des énergies renouvelables, une intégration des marchés de l'électricité et gazier permettant de sécuriser l'approvisionnement et de le rendre plus durable, en exploitant la diversité des ressources énergétiques disponibles dans la région et leurs profils de demande différents. C'est dans ce cadre que les projets d'EnR et d'interconnexion des réseaux de production et distribution s'inscrivent, avec comme objectif à long terme une transition énergétique, qui se mesure en décennies compte tenu de la grande inertie du système énergétique, tendant globalement vers un système énergétique plus durable.

5. Il faut signaler que le niveau d'émission de CO₂ de la région est très modeste, seulement 3,85 % du total mondial (2014).

6. *ASEAN Power Grid* (APG), *Trans-ASEAN Gas Pipeline* (TAGP), *Coal and Clean Coal Technology* (CCT), *Energy Efficiency and Conservation* (EE & C), *Renewable Energy* (RE), *Regional Energy Policy and Planning* (REPP) et *Civilian Nuclear Energy* (CNE).

Énergies renouvelables : un développement ambitieux, des investissements modestes

Les pays de l'ASEAN se sont fixé pour objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 23 % d'ici à 2025 [ACE, 2015]. Pour atteindre cet objectif, le rôle du secteur de la production électrique est essentiel, notamment l'exploitation du potentiel d'énergies renouvelables (EnR) de la région, qui est significatif tant en quantité qu'en diversité, et largement inexploité à l'exception de l'hydroélectricité et, dans une certaine mesure, de la géothermie [Cornot-Gandolphe, 2017].

L'hydroélectricité est de loin la source énergétique renouvelable la plus prometteuse, avec un potentiel estimé à 170 GW, contre une capacité installée de 41 GW en 2016 [IEA, 2017]. Au sein des pays de l'ASEAN, le potentiel hydroélectrique est très inégalement réparti et exploité. Par exemple, sur les 30 GW de potentiel techniquement exploitable dans le sous-bassin versant du Mékong, entre 13 et 23 GW appartiennent au Laos. En outre, plusieurs pays de la région ont soit un potentiel encore inexploité – c'est le cas de la Birmanie (43 GW) –, soit de nombreux projets de barrages, en construction ou à l'étude, comme la Thaïlande, le Cambodge, le Viêt Nam, la Malaisie ou l'Indonésie [IHA, 2015]. D'après le NSP de l'AIE, la capacité de production hydroélectrique devrait progressivement monter en puissance pour atteindre 61 GW en 2025, 82 GW en 2030, 96 GW en 2035 et 105 GW en 2040. Pour sa part, le scénario de développement durable (SDS) de l'AIE évoque une production de 151 GW en 2040.

L'Asie du Sud-Est est également dotée d'un potentiel géothermique important, concentré principalement en Indonésie (29 GW), aux Philippines (4 GW) et, dans une moindre mesure, en Malaisie. La région abrite le quart de la production géothermique mondiale, les Philippines (1,9 GW) et l'Indonésie (1,5 GW) sont respectivement classées deuxième et troisième à l'échelle planétaire [IEA, 2017]. Pour exploiter son potentiel, l'Indonésie a mis en place le plan de développement faisant la promotion des investissements dans le secteur de la géothermie pour atteindre une production de 6 GW en 2020 et de 13,5 GW en 2040. Les Philippines, dont le potentiel est plus modeste, prévoient de doubler leur capacité de production. D'après le NSP de l'AIE, l'Indonésie et les Philippines vont porter la production géothermique à 11 GW en 2040. En revanche, le SDS de l'AIE évoque quant à lui une production de 27 GW en 2040.

Tout comme l'hydroélectricité et la géothermie, la capacité énergétique éolienne varie grandement d'un pays à un autre, le potentiel technique le plus élevé se situant aux Philippines (70 GW) [IEA, 2017]. Conscient de son atout, Manille a fixé en 2011 des objectifs de production d'énergie éolienne se situant

autour de 2,3 GW d'ici à 2030, objectif réévalué par le ministère de l'Énergie à 4,5 GW en 2013. Avec 3 000 kilomètres de côtes, le Viêt Nam a un potentiel technique éolien important (27 GW). Néanmoins, seule une petite fraction de ce potentiel est actuellement exploitée (1 GW). La politique ambitieuse du Viêt Nam en matière d'énergie éolienne devrait permettre de porter sa production à près de 22 GW à l'horizon 2040. Toutefois, malgré un potentiel régional évident, les scénarios NSP et SDS de l'AIE indiquent une production se situant dans une fourchette de 22 GW à 100 GW, ce qui représente entre 4 % et 15 % du total de la capacité de production énergétique régional vers 2040.

Située en zone intertropicale, l'Asie du Sud-Est possède un potentiel d'énergie photovoltaïque qui varie entre 1 400 et 1 900 kWh/m²/an [IEA, 2017]⁷, donc d'excellentes conditions, d'autant que l'ensoleillement se maintient à un niveau élevé une grande partie de l'année. D'après le scénario NSP de l'IAE, le photovoltaïque devrait connaître une progression d'environ 11 % par an d'ici à 2040 pour atteindre une puissance installée de 53 GW (4 GW en 2016). Plusieurs pays de la région ont des objectifs ambitieux pour le photovoltaïque, d'autant plus que cette industrie a fait des progrès et peut désormais produire de l'électricité solaire à un coût inférieur à celui du charbon. C'est le cas de la Thaïlande, qui projette une puissance installée de 10 GW en 2036, mais également de l'Indonésie (5 GW en 2020), du Viêt Nam (12 GW en 2030) et de la Malaisie (1 GW en 2020). Quant aux Philippines, elles ont inauguré en mars 2016 la plus grande ferme solaire d'Asie du Sud-Est, dans la province du Negros occidental, ferme qui possède 425 000 panneaux installés sur une surface de 170 hectares (132 MW). Le scénario optimiste SDS de l'AIE prévoit une capacité de production régionale de 60 GW en 2030 puis quasiment un triplement en 2040 (161 GW).

Par ailleurs, les pays de l'ASEAN possèdent des stocks divers de biomasse allant de l'agriculture aux produits forestiers (7 GW en 2016). Jouant un rôle important dans des régions isolées, montagneuses et insulaires, cette biomasse devrait conserver une part non négligeable d'ici à 2040, que ce soit dans le scénario NSP (19 GW) ou le scénario SDS (24 GW) de l'AIE. À cela s'ajoute une utilisation croissante des biocarburants dans le secteur du transport, notamment ceux qui proviennent de la culture de l'huile de palme (Malaisie, Thaïlande).

Au cours des dernières années, des politiques et des réglementations ont été adoptées pour promouvoir le déploiement des énergies renouvelables et attirer des investisseurs privés dans le secteur, notamment des tarifs d'achat, des allègements fiscaux et des subventions. Plusieurs gouvernements de la région ont fixé des

7. Une ville comme Paris a un potentiel d'énergie solaire photovoltaïque qui se situe à 940 kWh/m²/an.

objectifs à moyen et long terme pour la part des EnR dans leur mix énergétique et électrique. La priorité concernant le type d'EnR et leurs contributions varie considérablement d'un pays à un autre, en fonction de leurs ressources et besoins. Les plans nationaux de développement des EnR des pays de l'ASEAN totalisent un objectif cumulé compris entre 93 GW et 102 GW d'ici à 2025 par rapport à une capacité installée de 57 GW en 2016 (41 GW pour l'hydroélectricité). Quels que soient les scénarios de l'AIE, l'hydroélectricité et le photovoltaïque devraient dominer les futurs développements d'EnR. Selon l'AIE, les caractéristiques actuelles des EnR, au regard des coûts et des spécificités techniques, ne conduiront probablement pas à des investissements considérables dans ce domaine (hors hydraulique), sans incitation financière et programme de soutien supplémentaire. Une exception demeure pour le photovoltaïque, qui peut être économique dans certaines circonstances (endroits éloignés/isolés et remplacement des générateurs diesel). Brunei, la Malaisie, la Birmanie, Singapour et la Thaïlande ont mis sur pied des programmes axés majoritairement sur l'énergie solaire, alors que l'hydroélectricité domine au Cambodge, en Indonésie, au Laos, aux Philippines et au Viêt Nam [Damar Pranadi, 2016].

L'intégration électrique et la coopération gazière pour accroître la sécurité et la durabilité de l'approvisionnement

L'ambition de l'*ASEAN Power Grid* (APG) a initialement consisté à développer des interconnexions électriques bilatérales entre les différents États membres de l'ASEAN. La mise en place d'un système d'interconnexions entre pays a été adoptée lors du sommet de Kuala Lumpur de 1997 à travers le plan *ASEAN Vision 2020* [ACE, 2015]. Ces projets d'interconnexions sont supervisés depuis 2003 par les responsables des entreprises et des autorités électriques des pays de l'ASEAN (HAPUA ou Heads of ASEAN Power utilities/Authorities).

L'adoption de l'*ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation 2016-2025* en 2014 a permis d'accélérer la réalisation de l'APG et d'établir des interconnexions multilatérales, en vue d'un marché unique intégré. Ce marché permettrait une utilisation et un partage efficaces des ressources, une intégration plus poussée des EnR (hydroélectricité surtout), le commerce de l'électricité au-delà des frontières entre pays voisins et un plus grand accès aux services énergétiques de la région [ACE, 2015]. Ainsi, la réalisation de l'APG, reposant initialement sur une base bilatérale, a été étendue au commerce multilatéral, en vue d'un système régional intégré [Cornot-Gandolphe, 2017].

Les États membres de l'ASEAN ont reconnu le rôle crucial d'une infrastructure électrique efficace et fiable pour stimuler la croissance économique et le

développement régional. L'HAPUA a sélectionné 16 projets à réaliser (4 sont déjà en activité), dont 46 lignes transfrontalières, d'ici à 2020. Les premières connexions bilatérales ayant été construites dans les années 1980, bien avant la formulation de l'APG, 13 lignes transfrontalières fonctionnent d'ores et déjà pour une capacité de transmission de 5 212 MW. Les études réalisées indiquent que l'intégration du réseau électrique de l'ASEAN permettra de doubler les échanges d'électricité d'ici à 2020 (10 800 MW), puis de passer à 20 000 MW ensuite [ACE, 2015].

Jusqu'à présent, les projets déployés dans le cadre de l'APG sont essentiellement bilatéraux. C'est la raison pour laquelle l'interconnexion multilatérale Laos-Thaïlande-Malaisie-Singapour (LTMS) a été désignée projet pilote intitulé PIP (*Power Integration Project*). Ce projet pilote prévoit le commerce d'électricité entre le Laos et Singapour, *via* les réseaux électriques thaïlandais et malaisien. En cas de réussite, il devrait servir de modèle pour le commerce multilatéral d'électricité au-delà des frontières voisines et ouvrir la voie à d'autres projets d'intégration multilatérale au sein de la région.

Bien que l'infrastructure physique requise soit en place et que le projet soit techniquement viable, le modèle pour le commerce multilatéral d'électricité reste à finaliser en Asie du Sud-Est. Cela implique la signature d'un contrat d'achat d'électricité entre le Laos et Singapour, ainsi que des accords de transit entre la Thaïlande et Singapour et entre la Malaisie et Singapour. Le contrat d'achat entre le Laos et Singapour rencontre des difficultés commerciales dues aux différentes structures de marché des deux pays⁸. Un protocole d'accord entre trois des pays concernés, le Laos, la Malaisie et la Thaïlande, a été signé en septembre 2016. Il comporte l'achat par la Malaisie de 100 MW d'électricité en provenance du Laos *via* la Thaïlande, limitant actuellement le PIP à trois pays.

L'intégration des marchés de l'électricité offre de nombreux avantages : 1) une sécurité énergétique accrue ; 2) une fiabilité du réseau électrique ; 3) une énergie plus abordable ; 4) le développement des EnR ; 5) une énergie moins carbonée. Concernant le commerce d'électricité, l'étude de l'ERIA (Economic Research Institute for ASEAN and East Asia) indique que la Birmanie, le Laos et le Cambodge seraient les principaux exportateurs, et la Thaïlande, la Malaisie, le Viêt Nam et Singapour, les principaux importateurs [ERIA, 2013]. La Thaïlande en particulier devrait émerger comme hub commercial de l'électricité, important de Birmanie, du Laos et du Cambodge et exportant vers la Malaisie, Singapour et la partie insulaire de l'Asie du Sud-Est.

8. Singapour a un marché ouvert et un prix de l'électricité qui varie selon l'offre et la demande, alors que le Laos propose un prix fixe. Par ailleurs, Singapour est actuellement excédentaire en électricité.

S'il est aujourd'hui envisagé de pousser plus loin l'intégration du marché électrique de la région, cette intégration se heurte encore à de nombreux défis, tant techniques (géographie complexe) que financiers (manque de moyens) ou institutionnels (différences de structures de marché et d'intérêts entre les pays ; problèmes réglementaires, juridiques et commerciaux). Par conséquent, l'ASEAN étudie actuellement la possibilité de développer un système d'intégration électrique qui fonctionnerait sur la base d'une bourse d'échange d'électricité et permettrait d'optimiser les ressources énergétiques entre les pays. Ce système, bien adapté à l'ASEAN dont l'harmonisation des normes entre pays est un objectif lointain au sein du Marché commun sud-asiatique (AEC), permettrait une approche progressive et consensuelle sans changements profonds [Cornot-Gandolphe, 2017].

Quant au projet de coopération gazière (TAGP), il visait à l'origine le renforcement de la sécurité d'approvisionnement gazier de la région par l'interconnexion des réseaux de gazoducs des différents pays de l'ASEAN. Le gaz, qui offre une multitude d'options dans son utilisation et qui est peu polluant (sauf au regard des GES), est appelé à jouer un rôle croissant dans la transition énergétique. Les centrales à gaz devraient se substituer progressivement aux centrales à charbon. Effectivement, la demande régionale en gaz s'est accrue rapidement à partir des années 1990-2000 en lien avec le développement économique des pays et leurs besoins croissants en électricité. En 2015, la production régionale était dominée par l'Indonésie (67,5 Mtep), la Malaisie (64,5 Mtep) et la Thaïlande (35,4 Mtep), pour un total s'élevant à 204,7 Mtep [BP, 2017]. La consommation gazière régionale est passée de 74 Mtep en 2000 à 141 Mtep en 2016 [IEA, 2017]. Elle provient principalement des secteurs électriques et industriels, la consommation du secteur résidentiel/commercial est quasiment inexistante.

Si le commerce intrarégional par gazoduc n'est pas nouveau puisque le gazoduc Malaisie-Singapour fonctionne depuis 1991, c'est bel et bien la mise en place du projet TAGP, conçu en 1997 dans le cadre de la Vision 2020 de l'ASEAN⁹, qui a permis la création d'un réseau régional intégré de gazoducs qui compte aujourd'hui 13 interconnexions bilatérales (3 673 km au total) visant à relier les réserves de gaz présentes en Asie du Sud-Est au reste de la région. Toutefois, bien qu'ayant le soutien des ministres de l'Énergie et des États membres de l'ASEAN, le TAGP s'est développé, mais pas dans le sens d'un réseau intégré, les interconnexions étant uniquement de nature bilatérale. Au-delà des 13 interconnexions mentionnées, quatre nouvelles interconnexions sont prévues entre le champ gazier

9. Formulé en 2002 par la signature d'un protocole d'accord entre États membres de l'ASEAN et des partenaires public-privé, le projet TAGP est entré en vigueur en 2004 pour une période de dix ans. Il a été prolongé de dix ans en 2013, jusqu'en 2024.

indonésien de East Natuna (6 billions de pieds cubes) et un groupe de pays formé de la Thaïlande (deux interconnexions), de la Malaisie et du Viêt Nam. Cependant, le développement du champ a pris du retard¹⁰, reportant du même coup la réalisation du TAGP dans sa version finale.

Néanmoins, bien que la connectivité physique des réseaux gaziers soit bien avancée (hormis East Natuna), l'intégration des marchés est loin d'être finalisée, d'autant que la mise en œuvre de l'interconnexion des gazoducs des pays de l'ASEAN, comme pour les interconnexions électriques, se heurte à des obstacles techniques (qualité du gaz), réglementaires (absence des tiers au réseau), économiques (subventions), juridiques ou commerciaux [Cornot-Gandolphe, 2017].

En tout état de cause, le plan d'action de l'ASEAN est désormais moins centré sur les infrastructures d'interconnexion et davantage sur l'intégration gazière de la région (facteurs réglementaires, économiques et techniques), ce qui permettra à terme de réaliser la vision du TAGP. Les axes stratégiques de l'APAEC 2016-2020 (Plans d'action pour la coopération énergétique) sont au nombre de trois : 1) permettre le libre accès à un système (terminal d'importation/réseau) dans au moins un pays (Singapour, en l'occurrence) ; 2) rendre plus flexibles les clauses de destination dans les contrats GNL, ce qui permettra de réacheminer la cargaison vers des marchés offrant un meilleur prix ; et 3) minimiser l'incidence environnementale du CO₂ lié à la production et à l'acheminement du gaz.

La transition énergétique passera-t-elle par le nucléaire ?

Les rapports alarmants sur l'accélération des changements climatiques mettent davantage en avant le nucléaire comme solution intéressante – en complément des renouvelables et de politiques d'efficacité énergétique – dans de nombreux mix électriques nationaux. Par conséquent, plusieurs pays (Birmanie, Indonésie, Malaisie, Philippines, Singapour et Thaïlande) envisagent le déploiement d'une politique énergétique domestique faisant porter les efforts en direction du nucléaire civil, d'autant que le Forum de coopération économique Asie-Pacifique (APEC), du moins les pays membres qui maîtrisent cette technologie (Russie, Chine, Japon, États-Unis), encouragent fortement les pays sud-asiatiques à se pencher sur le potentiel de cette énergie.

10. Bien que découvert dans les années 1970, East Natuna n'est toujours pas exploité. D'une part, le développement de l'exploitation est estimé à près de 40 milliards de dollars américains. D'autre part, le coût d'extraction se situerait entre 10 et 15 \$US/million de BTU (*British Thermal Units*), soit deux fois le cours actuel. Plusieurs compagnies se sont retirées du projet, dont Petronas, Total et Exxon.

Depuis 2008, les membres de l'ASEAN discutent de cette option énergétique au sein du Nuclear Energy Cooperation Sub-Sector Network (NEC-SSN). Ce forum permet notamment d'informer sur les enjeux de sécurité à travers des visites de centrales nucléaires en Corée du Sud, au Japon, aux États-Unis, en Russie, en Chine ou au Canada. Actuellement, il n'y a pas de capacité nucléaire installée dans les pays de la région, les membres de l'ASEAN ont peu ou pas de projets concrets de fabrication de centrales nucléaires. Néanmoins, le scénario de l'*ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation 2016-2025* indique clairement que le nucléaire devrait faire partie du mix énergétique de la région avec une production de 1 GW en 2035 puis entre 2 GW (scénario NSP) et 5 GW (scénario SDS) en 2040, ce qui correspond à la puissance installée de deux à cinq réacteurs.

Initialement, le Viêt Nam présentait le programme nucléaire civil le plus ambitieux et le plus avancé puisqu'il prévoyait une entrée en service de la première centrale nucléaire entre 2023-2025. Toutefois, l'Assemblée nationale vietnamienne a voté en novembre 2016 un arrêt de son programme de construction de centrales nucléaires, en coopération avec la Russie et le Japon, dans la province de Ninh Thuan. Les arguments avancés sont avant tout économiques : après la catastrophe de Fukushima en 2011 au Japon, les coûts des centrales ont fortement augmenté et un programme nucléaire requiert des investissements humains et financiers jugés trop importants pour le Viêt Nam, avec des résultats à trop long terme.

La Thaïlande montre un vif intérêt pour l'énergie nucléaire. Elle a d'ailleurs intégré une capacité de 2 GW issue de l'atome à son plan national de développement énergétique 2036¹¹. Dans la même veine, la Malaisie et l'Indonésie reconnaissent le nucléaire comme une option énergétique intéressante dans leurs plans nationaux de développement, bien qu'il n'y ait pas d'objectif quantitatif ou de plan spécifique pour l'introduire.

Toutefois, on observe que les pays de la région intéressés par le nucléaire civil lorgnent principalement les projets de réacteur nucléaire dit de troisième génération (*evolutionary power reactor* ou EPR), technologie en cours de construction (Chine, Finlande, France). L'EPR est une version modernisée des REP (réacteurs à eau sous pression de deuxième génération), utilisant des techniques plus efficaces et plus sûres. Cette troisième génération de réacteurs est censée préparer la rupture technologique que devraient représenter les réacteurs à neutrons rapides ou « surgénérateurs » de quatrième génération actuellement au stade de développement préindustriel et annoncé pour l'après-2025-2030. En effet, la filière des réacteurs à neutrons rapides est *a priori* très intéressante parce qu'elle est susceptible de limiter considérablement le problème des déchets et qu'elle valorise

11. *Thailand Power Development Plan 2015-2036*, Ministry of Energy, 2015.

pratiquement tout l'uranium¹². Si sa fiabilité était établie, elle relancerait complètement l'énergie nucléaire à l'échelle mondiale.

Au final, on constate qu'en Asie du Sud-Est les projets de programme nucléaire civil se situent à des stades embryonnaires. En outre, si les États sud-est asiatiques, la Thaïlande surtout, montrent une volonté politique pour mettre en place ces programmes, lesdits programmes créent des problèmes de sécurité redoutables et une dépendance technologique accrue. Compte tenu du manque de personnel qualifié et d'une culture de la sûreté, la gestion des centrales nucléaires sud-est asiatiques, si elles voient le jour, risque fort de reposer principalement sur des partenariats stratégiques avec une poignée de pays, réduisant du même coup la marge de manœuvre géopolitique de la région, et débouchant sur l'effet inverse de celui qui est recherché, c'est-à-dire une autosuffisance politico-énergétique.

Conclusion

Les États membres de l'ASEAN planifient le déploiement de politiques énergétiques nationales qui font porter les efforts dans deux directions : la promotion des énergies renouvelables (dont l'hydroélectricité), pour ainsi réduire les émissions de CO₂, d'une part, et une interconnexion et une intégration des marchés énergétiques, d'autre part. En réalité ces stratégies sont beaucoup plus modestes que le discours officiel le laisse croire. Plusieurs pays (particulièrement la Birmanie, le Cambodge, le Laos et le Viêt Nam) connaissent un taux de gaspillage énergétique important en raison de technologies d'exploitation, de transmission et d'utilisation qui restent vétustes, ce qui provoque de nombreuses coupures d'électricité et autres périodes de pénurie énergétique. Pour remédier à ce problème, l'ASEAN encourage l'intégration des marchés énergétiques et la construction de nouvelles interconnexions, ce qui demande des investissements politiques et financiers colossaux. Cela explique que la construction de l'APG et du TAPG ait été plus lente que prévu, limitant l'intégration physique bilatérale et multilatérale entre États membres à cause de nombreux obstacles financiers, institutionnels, réglementaires et techniques empêchant en définitive l'harmonisation du réseau énergétique régional.

Forte de ce constat, l'ASEAN axe désormais sa stratégie énergétique sur la connectivité des marchés et la mise en place des conditions nécessaires à cette

12. Cette technologie serait capable d'utiliser directement l'uranium naturel ou appauvri et de produire 50 à 100 fois plus d'électricité avec la même quantité de minerai que les réacteurs nucléaires actuels.

connectivité dans le cadre de l'entrée en application du marché économique (AEC), qui permettra, à terme, les échanges multilatéraux d'électricité et de gaz entre les dix pays qui composent la région. L'exemple sud-asiatique montre que la transition énergétique, si c'est une longue marche semée d'embûches, passe par l'adoption d'une démarche progressive, coordonnée, intégrée et répondant à une vision à long terme, sans quoi il devient très difficile pour un État, et plus encore pour une région, d'accroître sa sécurité énergétique et environnementale.

Bibliographie

- ASEAN CENTER FOR ENERGY – ACE (2015), *ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025, Phase I: 2016-2020*, Jakarta.
- BP (2017), *BP Statistical Review of World Energy 2017*, Londres.
- CORNOT-GANDOLPHE S. (2017), « L'énergie en Asie du Sud-Est. De l'intégration des réseaux à l'intégration des marchés », Études de l'IFRI, janvier, Institut français des relations internationales, Paris.
- DAMAR PRANADI A. (2016), « The current status of RE and its target in ASEAN member states », ASEAN Center for Energy blog, 15 septembre, <<http://www.aseanenergy.org/blog/thecurrent-status-of-re-and-its-target-in-asean-member-states/>>, consulté le 7 octobre 2019.
- ECONOMIC RESEARCH INSTITUTE FOR ASEAN AND EAST ASIA – ERIA (2013), *Assessment of ASEAN Energy Cooperation within the ASEAN Economic Community*, Jakarta.
- HOLLEAUX D. (2019), « Les enjeux de la transition énergétique en Asie du Sud-Est », *Revue internationale et stratégique*, vol. 1, n° 113, p. 145-153.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA (2017), *Southeast Asia Energy Outlook 2017*, Paris.
- INTERNATIONAL ENERGY MARKET ANALYSIS – IRENA (2018), *Renewable Energy Market Analysis : Southeast Asia*, Abu Dhabi.
- INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION – IHA (2015), *Rapport 2015 sur le statut de l'hydroélectricité*, Sutton.
- MOTTET É. (2012), « Les pays de l'Asie du Sud-Est bons élèves dans les négociations internationales sur les changements climatiques », *Monde chinois*, n° 28, p. 113-114.
- (2017), « L'Asie du Sud-Est à la COP 21 : enjeux, systèmes d'acteurs et engagements », in PESSES A. (dir.), *L'Asie du Sud-Est 2017. Bilan, enjeux et perspectives*, IRASEC, Bangkok, p. 81-91.
- MOTTET É. et LASSERRE F. (2017), « L'hydropolitique environnementale du Mékong : entre intérêts nationaux marqués et activisme international peu influent », *Hérodote*, n° 165, p. 165-183.
- SCORNET C. (2019), « La population des pays d'Asie du Sud-Est face à ses défis », in THI LIÊN TRAN C. et CABASSET C. (dir.), *L'Asie du Sud-Est 2019. Bilan, enjeux et perspectives*, IRASEC, Bangkok, p. 25-48.