



MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Direction générale du Trésor

Horizon

Lettre d'information
économique

ASEAN

Une publication du SER de Singapour, avec les contributions des
Services économiques de Bangkok, Hanoï, Jakarta, Kuala Lumpur,
Manille et Phnom Penh.

Lumière sur l'ASEAN : régulations, réformes et perspectives d'intégration régionale des marchés de l'électricité

Les marchés de l'électricité en Asie du sud-est sont caractérisés par une diversité de modèles de régulation, allant de monopoles publics à des systèmes libéralisés. Cette diversité explique les différences d'approches dans la mise en place de réformes pour atteindre les objectifs régionaux et nationaux de transition énergétique. Des efforts de coopération régionale, soutenus directement parfois par l'ASEAN, visent à interconnecter les réseaux électriques pour améliorer la sécurité énergétique et intégrer davantage d'énergies renouvelables.

Les entreprises françaises pourraient se positionner comme des partenaires clés dans ces efforts de modernisation des réseaux et d'intégration des énergies renouvelables en Asie du sud-est, et ainsi renforcer leur présence sur un marché en pleine transformation.

Rédacteurs :

Emma ROUSSEAU et Arnaud MATHIEU

Hétérogénéité des modes de régulation de l'électricité en ASEAN

Les approches réglementaires du secteur de l'électricité diffèrent selon les pays, reflétant des niveaux de développement économique variés et des priorités nationales spécifiques. Si certains États, comme l'Indonésie, maintiennent des monopoles ou des structures très encadrées, d'autres, comme Singapour, ont opté pour une libéralisation progressive de leur marché de l'électricité, introduisant des mécanismes de concurrence dans certaines activités comme la production ou la distribution.

Ces choix réglementaires impactent directement les opportunités pour les investisseurs, la qualité des infrastructures et l'offre et le prix de l'électricité pour les populations et les industries. Cette diversité de modèles au sein de l'Asie du sud-est illustre les différents équilibres des pays entre souveraineté énergétique, attractivité pour les investissements et durabilité.

Les quatre composantes principales d'un système électrique

1. **La production d'électricité** regroupe les centrales électriques.
2. **Le transport**, se fait ensuite via des réseaux à haute tension qui relient les zones de production aux zones de consommation.
3. **La distribution** amène l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux, via des réseaux à basse ou moyenne tension.
4. **La fourniture** correspond à la vente d'électricité aux utilisateurs, qu'ils soient industriels ou domestiques.

Tableau récapitulatif des acteurs de l'électricité en Asie du Sud-Est

	Production	Transport	Distribution	Fourniture
Vietnam	EVN, IPP	EVN	EVN	EVN
Indonésie	PLN (65 %), IPP	PLN	PLN	PLN (acheteur unique)
Brunei	Department of Electrical Services (58 %), BPC	DES & BPC	DES & BPC	DES
Laos	EDL ou IPP avec LHSE	EDL-T (China Southern Power Grid)	EDL	EDL (marché domestique)
Thaïlande	EGAT (30 %), IPP	EGAT	EGAT, MEA, PEA	EGAT (MEA, PEA pour VSPP)
Cambodge	IPP en PPA	EDC	440 titulaires de licences	440 titulaires de licences
Malaisie	TNB, IPP (61 %)	TNB	TNB	TNB (acheteur unique)
Philippines	Concurrence	Concurrence (NGCP : acteur privé non propriétaire du réseau)	Gestions en quasi-monopoles régionaux (150 acteurs)	Concurrence
Singapour	Concurrence	SP Group	SP Group	Concurrence

IPP : producteurs indépendants d'électricité (Independent power producers)

PPA : contrats de vente d'électricité (power purchase agreements), généralement avec un acheteur ou fournisseur public (à la différence des Corporate PPA ou CPPA entre deux acteurs privés)

Un secteur encore largement sous contrôle étatique

Dans plusieurs pays de l'ASEAN, le secteur de l'électricité est encadré par des **acteurs publics** qui structurent et contrôlent les principales étapes de la chaîne de valeur, du transport à la distribution, en passant par une partie significative de la production.

Ainsi, au Vietnam, Electricity of Vietnam (EVN) occupe une position centrale en tant qu'opérateur historique et entreprise publique sous tutelle du ministère de l'Industrie et du commerce (MoIT). Détenant environ 15 % de la capacité installée du pays, EVN contrôle également les réseaux de transport et de distribution, ce qui en fait l'acteur incontournable du système électrique national.

En Indonésie, la société d'État Perusahaan Listrik Negara (PLN) est en situation de monopole tant sur la production que sur le transport d'électricité, ou encore la vente d'électricité. PLN détient 65 % des 75 GW de capacités de production connectées au réseau en 2023. Le reste est détenu par les producteurs indépendants d'électricité (IPP) qui sont contraints de vendre leur production à PLN. En retour, PLN est liée par des contrats de *take or pay* avec ces IPP pour une période de 25 à 30 ans, garantissant à ces derniers l'achat de leur production par PLN. En outre, du fait de sa position monopolistique, pour les nouveaux projets de production, PLN impose un modèle économique où elle devient actionnaire majoritaire de projets portés par des acteurs privés, qui supportent seuls les risques, ce qui remet souvent en cause la viabilité économique du système. Enfin, il n'y a pas de régulateur indépendant du secteur.

Au Laos, l'opérateur principal est Electricité du Laos (EDL), entreprise publique relevant fonctionnellement du Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). Sa filiale EDL-Gen, créée en 2010 et détenue à 75 % par EDL et à 25 % par des investisseurs privés, détient une large partie de la capacité de production d'électricité principalement destinée au marché domestique. Une autre partie est gérée par des IPP par le biais de partenariats public-privés (PPP) mis en place pour une durée de 20 à 30 ans. Les projets d'IPP représentaient 88 % de la capacité installée totale en 2017.

La Société d'État Lao Holding (LHSE), mise en place en 2005, est chargée de détenir la part du gouvernement dans les projets d'IPP orientés vers l'exportation. Plusieurs compagnies ont en effet été créées pour construire et gérer les barrages hydroélectriques. Ce sont des coentreprises réunissant l'État laotien, LHSE et des entreprises privées telles qu'EDF ou les sociétés thaïlandaises Electricity Generating Public Company (EGCO) et Glow Energy PCL (filiale d'Engie). Par exemple, EDF et la LHSE ont signé en 2021 un accord pour construire Nam Theun 2-Solar (NT2), le plus grand projet de solaire flottant hybride au monde, doté d'une capacité de 240 MW.

Le transport de l'électricité sur les lignes à haute tension est en grande partie géré par EDL-T, société créée fin 2020 et contrôlée majoritairement par l'opérateur d'État chinois China Southern Power Grid, qui prévoit d'installer deux nouvelles lignes. Cette gestion se fait dans le cadre d'une concession de 25 ans, signée avec le gouvernement laotien.

La distribution est gérée par EDL, qui est aussi l'acheteur unique sur le marché intérieur de l'électricité. Les exportations sont gérées par des IPP via des PPP qui vendent leur production directement à l'étranger, telle que celle de Nam Theun 2. Le marché intérieur est ainsi marginal dans la consommation de l'énergie produite (5 % de la production de NT2), notamment parce qu'il n'existe pas de réseau unifié de transport.

Le marché de l'électricité en Thaïlande est organisé autour de l'Autorité de Production d'Électricité de Thaïlande (EGAT), une entreprise publique responsable de la production, du transport et de la vente en gros d'électricité.

En janvier 2024, la capacité de production d'EGAT représentait 30 % de la capacité totale de production d'électricité du pays. Depuis 1992, la Thaïlande encourage les entreprises privées à entrer sur le marché de la production d'électricité. Ces entreprises sont régulées en fonction de la quantité d'électricité que chaque installation peut produire.

En tant qu'opérateur du système de transport, EGAT supervise l'équilibre entre l'offre et la demande dans le système, et contrôle toute l'électricité générée par les centrales connectées à ses lignes à haute tension.

Outre EGAT, deux distributeurs au détail sont chargés de distribuer de l'électricité aux utilisateurs finaux : l'Autorité Métropolitaine de l'Électricité (MEA) et l'Autorité Provinciale de l'Électricité (PEA). MEA dessert Bangkok, Nonthaburi et les provinces de Samut Prakan (28 % du marché en 2019), tandis que PEA dessert le reste du pays (71 % en 2019).

EGAT est la seule organisation autorisée à acheter ou revendre de l'électricité en gros à d'autres distributeurs. La plupart des producteurs vendent directement à EGAT selon les termes de contrats à long terme préétablis. Pour les très petits producteurs (VSPP), l'électricité peut être vendue à PEA et à MEA en utilisant un tarif d'achat applicable en fonction du type d'installation de production. Dans certains cas, des entreprises privées peuvent disposer d'un système de réseau directement vers les zones industrielles qu'elles desservent. La Commission de régulation de l'énergie indépendante (ERC) est néanmoins en train de réaliser des consultations publiques auprès des acteurs du secteur pour réfléchir à une plus grande libéralisation du marché de l'électricité. En particulier, un projet d'accès pour parties tierces (TPA) est en cours de discussion afin que les producteurs privés puissent vendre leur électricité directement aux consommateurs. Cela pourrait être intégré dans le nouveau plan de développement de l'énergie, attendu en 2025.

À Brunei, le secteur de l'électricité est entièrement contrôlé par l'État et structuré autour de deux acteurs publics : le Department of Electrical Services (DES), rattaché au ministère du Développement, et la Berakas Power Company (BPC), détenue par le gouvernement via Darussalam Assets. Ces deux entités assurent la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité sur des zones géographiques distinctes (résidentiel pour DES, zones stratégiques pour BPC). Il n'existe pas de marché concurrentiel ou d'acteurs privés indépendants pour la fourniture d'électricité.

Des monopoles en transformation dans certains pays

Au Cambodge, le cadre législatif, défini par la loi sur l'électricité de 2001, établit une distinction des responsabilités dans le secteur de l'électricité entre le Ministère des Mines et de l'Énergie, l'Autorité de l'Électricité du Cambodge (EAC) et l'entreprise publique Électricité du Cambodge (EDC). L'EAC est chargée de la production des règlements et des procédures, ainsi que de la surveillance, de l'orientation et de la coordination des opérateurs du secteur de l'électricité. EDC est une entreprise publique, directement contrôlée par le gouvernement cambodgien et chargée de la production, du transport et de la gestion de l'électricité à travers le pays. De fait, EDC n'assure aucune production, laquelle est opérée par 27 IPP, dotés de PPA. EDC a par contre massivement investi dans le réseau de transport.

En dehors des grands centres urbains, 440 titulaires de licences assurent la distribution et la vente de l'électricité aux consommateurs. Les investissements ont été massifs à partir du milieu des années 2005 jusqu'au milieu/la fin des années 2010. Ainsi, le marché de l'électricité cambodgien est en partie libéralisé sur les secteurs de la production et de la distribution.

Depuis les années 1990, la Malaisie a entrepris une série de réformes pour libéraliser son marché de l'électricité. Cette libéralisation progressive s'est accompagnée de la création de la Suruhanjaya Tenaga ou Commission de l'Énergie en 2001, qui est l'autorité de régulation du secteur de l'énergie en Malaisie péninsulaire. La National Electricity Board (NEB), qui avait pour mandat de réguler la production et la distribution d'électricité à l'échelle nationale, a été privatisée et renommée Tenaga Nasional Berhad (« société anonyme Énergie Nationale »), dite Tenaga ou TNB. Douze ans après l'ouverture du capital de l'entreprise au secteur privé, le gouvernement fédéral reste l'actionnaire majoritaire de TNB (67 % du capital) au travers notamment du fonds souverain, (Khazanah Nasional Berhad) et des fonds de pension malaisiens. Les compétences de l'opérateur sont aujourd'hui limitées à la Malaisie péninsulaire. L'état de Sabah, sur l'île de Bornéo, a obtenu depuis le 1^{er} janvier 2024 le transfert des compétences en matière de régulation, de production et de distribution d'électricité sur son territoire, à l'instar de l'état voisin de Sarawak. Ces derniers disposent de leurs propres autorités de régulation et opérateurs électriques, publics (Sarawak Energy et Sabah Electricity).

TNB détient presque toutes les centrales hydroélectriques localisées en dehors du Sarawak. Néanmoins, les premières réformes du marché ont ouvert la voie à l'attribution de permis de construire et d'exploitation pour les centrales électriques au secteur privé en 1993. Il en a résulté la création des IPP, qui représentaient 61 % de la capacité totale installée de production d'électricité en 2021. En Malaisie péninsulaire, la production est vendue au réseau par l'intermédiaire de PPA signés avec TNB. L'entreprise conserve en effet un monopole sur le transport et la distribution d'électricité dans la péninsule.

Un modèle d'acheteur unique, responsable de la programmation et de l'approvisionnement en électricité, a été introduit en 2012. L'acheteur unique et l'opérateur de réseau sont des entités distinctes mais appartenant à TNB. En septembre 2019, le gouvernement malaisien a approuvé le plan directeur MESI 2.0 sur 10 ans, réformant le marché de l'électricité pour ouvrir l'activité de fourniture à la concurrence. Les principales nouveautés du MESI 2.0 incluent la possibilité pour les producteurs de choisir leur propre source de d'énergie pour optimiser les coûts ainsi que la mise en place d'un cadre d'accès et de frais de réseau pour permettre à des acteurs tiers d'utiliser les infrastructures de réseau nationales. D'autres mécanismes de libéralisation du marché sont mis en place dans le contexte des politiques de transition énergétique du pays. Ces évolutions témoignent d'une dynamique contrastée entre le maintien d'un contrôle public stratégique et l'ouverture graduelle des marchés.

Des marchés de l'électricité largement libéralisés

Le secteur de l'électricité aux Philippines est régulé, depuis 2001, par une autorité indépendante, la Commission de Régulation de l'Énergie (ERC). Elle est chargée de promouvoir la concurrence, d'encourager le développement du marché, de garantir le libre choix des consommateurs et de sanctionner les abus de position dominante dans le secteur de l'électricité. Pour mener à bien cette mission, la ERC a établi un cadre réglementaire et impose des sanctions en cas de non-conformité ou de violation de l'Electric Power Industry Reform Act (EPIRA). La loi EPIRA a ouvert le secteur de la production d'électricité aux investisseurs étrangers. C'est l'ERC qui délivre les Certificats de Concession Publique (CPCN), les Certificats de Conformité (COC), ainsi que les licences ou permis des acteurs de l'industrie électrique.

En vertu de l'EPIRA et du Plan de Développement du Transport (TDP), l'exploitation et la maintenance du système de transport d'électricité ont également été mises en concurrence. Ainsi, TransCo, une société d'État, a transféré l'exploitation et la maintenance du réseau électrique à la National Grid Corporation of the Philippines (NGCP), une entreprise privée, le 15 janvier 2009. NGCP possède une concession renouvelable de 25 ans pour un total de 50 ans, jusqu'en décembre 2058. Cependant, TransCo, reste propriétaire du réseau électrique et surveille la conformité de la NGCP avec son accord de concession. La NGCP contrôle l'équilibre entre l'offre et la demande en déterminant les centrales à activer et doit fournir un accès non discriminatoire à son système de transmission. NGCP est un consortium composé de Monte Oro Grid Resources Corp., de Calaca High Power Corporation, et de State Grid Corporation of China (partenaire technique possédant 40% des parts de l'entreprise).

A noter, l'entrée au capital de la NGCP de Maharlika Investment Fund (après une augmentation de capital de 20 %), fonds souverain philippin créé par la loi du 18 juillet 2023¹, « establishing the Maharlika Investment Fund, providing for the management, investment, and use of the proceeds of the fund, and for other purposes ».

La réforme du Public Service Act de mars 2022 ouvre le secteur de la distribution d'électricité et autorise les entreprises étrangères à être propriétaires de leurs infrastructures dans la limite de 40 %, ces réseaux étant considérés d'importance vitale. Le pouvoir de délivrer des franchises de distribution est exclusivement attribué au Congrès des Philippines. Ainsi, la distribution de l'électricité est assurée par plus de 150 acteurs, mais elle est dominée par des entreprises en situation de quasi-monopole à l'échelle régionale. Meralco est la plus grande société de distribution, avec une zone de plus de 9 000 km² sur la région de Luzon, habitée par 28 millions de personnes, soit presque un quart de la population philippine. En dehors de Meralco, VECO pour les Visayas et Davao Light pour Mindanao, la distribution d'électricité est assurée par des sociétés privées et des coopératives électriques. Néanmoins, l'absence de rentabilité sur ces lignes à basse-tension désincite les investissements pour ces entreprises.

Le marché de la fourniture est également ouvert à la concurrence. Ce marché peut être desservi par toute partie intéressée, même sans franchise nationale, mais ces parties doivent être autorisées par l'ERC. L'Independent Electricity Market Operator of the Philippines (IEMOP) joue également un rôle clé dans le marché de détail de l'électricité, permettant aux utilisateurs finaux de choisir leur fournisseur. L'IEMOP gère aussi le Marché des Énergies Renouvelables (REM), qui coordonne les Certificats d'Énergie Renouvelable (RECs).

A Singapour, la régulation du marché est assurée par l'Energy Market Authority (EMA), une agence gouvernementale autonome chargée de superviser et de réguler les activités des acteurs du marché de l'électricité. L'EMA doit veiller à ce que le marché fonctionne de manière transparente et efficace, en établissant des règles pour garantir une concurrence loyale, la stabilité des prix et la fiabilité de l'approvisionnement.

La production d'électricité est dominée par des entreprises privées telles que Sembcorp Industries, YTL PowerSeraya, et Keppel Infrastructure, qui exploitent principalement des centrales au gaz naturel.

La libéralisation ne concerne pas toutes les activités liées à l'électricité puisque SP Group est une entité publique responsable du transport et de la distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire.

Le marché de la fourniture d'électricité est lui ouvert à la concurrence, permettant aux consommateurs de choisir parmi plusieurs détaillants, tels que Senoko Energy, Keppel Electric, et la branche de détail de SP Group.

¹ [REPUBLIC ACT NO. 11954, July 18, 2023] <https://elibrary.judiciary.gov.ph/thebookshelf/showdocs/2/96624>

Encadrements tarifaires de l'électricité

De la même manière que les modèles de régulation, les politiques tarifaires des pays de l'ASEAN varient considérablement, influencés par des facteurs économiques, sociaux et institutionnels distincts.

En Malaisie, les prix de l'électricité sont fixés par la Commission de l'Energie dans le cadre d'une régulation basée sur les incitations introduite en 2014. Cette dernière prévoit la fixation d'un tarif de base pour une période de trois ans et un mécanisme d'ajustement des coûts qui permet à TNB d'ajuster les prix de l'électricité tous les six mois en fonction de l'évolution des coûts des combustibles. Le gouvernement continue par ailleurs de subventionner une partie des coûts pour les ménages et certains secteurs d'activité.

De la même manière, en Thaïlande, la régulation des tarifs repose sur l'ERC, qui ajuste les prix en fonction de plusieurs facteurs, incluant les prévisions de demande et les coûts de production. Le tarif est aussi divisé en un tarif de base et un ajustement. Les facteurs utilisés pour calculer le tarif de base incluent des prévisions de demande d'électricité, les prix des combustibles et les dépenses pour la production, le transport et la distribution d'électricité, ainsi que les dépenses en capital et le retour sur capital investi. Le composant de base reste généralement le même tout au long d'une période de régulation tarifaire particulière, tandis que l'ajustement lié au combustible peut être révisé tous les quatre mois.

Dans des pays comme les Philippines et Singapour, la régulation des tarifs vise à garantir la concurrence et l'efficacité du marché. Aux Philippines, l'ERC fixe les tarifs de transport et de distribution, ainsi que les tarifs de détail. **A Singapour,** le tarif de l'électricité est ajusté trimestriellement pour refléter les variations des coûts de production et des prix des combustibles, notamment le gaz naturel importé. L'EMA cherche par ailleurs à promouvoir l'innovation et les investissements dans le secteur énergétique. Ainsi, le prix de règlement, ou *prix spot*, est fixé par le coût de production de l'unité la plus chère nécessaire pour répondre à la demande (ou coût de la dernière unité appelée).

Dans des contextes différents, certains pays adoptent des approches plus interventionnistes. Au Laos, c'est le gouvernement, sous l'impulsion du ministère des Mines et de l'Énergie qui détermine les prix de l'électricité. En février 2025, il a annoncé une hausse progressive des tarifs de l'électricité jusqu'en 2029 pour faire face à la forte demande, à la dépréciation du kip et au remboursement de la dette liée aux infrastructures hydroélectriques. D'ici décembre 2026, le tarif résidentiel devrait doubler par rapport à janvier 2025.

En Indonésie, PLN bénéficie de trois formes de soutien. Tout d'abord, l'Etat subventionne directement PLN pour fournir, à des tarifs abordables, les foyers les plus pauvres (39,9 millions de clients bénéficiaient de tarifs subventionnés en 2023). Ensuite, PLN devant fournir de l'électricité à un prix inférieur au coût de production, elle est compensée par des subventions gouvernementales couvrant la marge de coût de plus 7 %. Enfin, alors que le charbon domine le bouquet électrique (67,21 % en 2022), ce dernier bénéficie d'un avantage comparatif indéniable puisque l'Etat fixe un prix d'achat du charbon inférieur aux prix mondiaux pour 25 % de la production nationale réservée au marché domestique via la *Domestic market obligation* (DMO). Entre 2016 et 2018, la DMO aurait représenté environ 1 Md USD d'économies annuelles pour PLN.

Au Vietnam, les tarifs sont subventionnés pour maintenir des prix attractifs pour les investisseurs étrangers et assurer une stabilité sociale. Dans ce contexte, le déficit d'EVN était de 845 M USD en 2023. Pour faire face à cette situation, EVN a appliqué une hausse de 4,8 % du tarif moyen de l'électricité le 10 mai 2025, soit la quatrième augmentation depuis début 2023 (3 %, 4,5 %, puis deux fois 4,8 %). En effet, EVN peut décider seul d'une hausse comprise entre 2 % et 5 %, mais toute augmentation supérieure doit recevoir l'approbation du ministère de l'Industrie et du Commerce, voire du gouvernement au-delà de 10 %. A plus long terme, il est également prévu qu'EVN propose un nouveau mécanisme de tarification.

Tarifs de l'électricité pour les ménages et les industries dans les pays de l'ASEAN

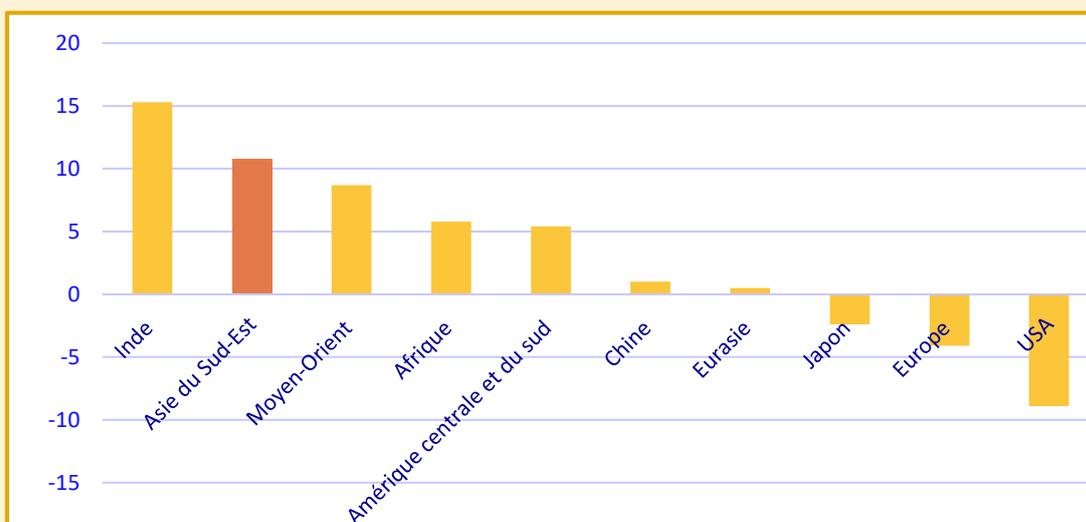
Les prix de l'électricité pour les ménages varient donc d'environ 0,038 USD par kWh au Laos à 0,23 USD/kWh à Singapour, en passant par environ 0,11 USD/kWh en Malaisie. Le Cambodge et les Philippines se trouvent dans le haut du classement en termes de prix, et l'Indonésie dans le bas du classement. Ces prix varient grandement en fonction des subventions et des aides apportées aux ménages. Les tarifs sont également différents pour les industries.

Les cadres de régulation et les degrés de libéralisation des marchés électriques dans l'ASEAN reflètent la diversité des approches adoptées par les pays membres. Ces choix influencent directement la capacité de chaque État à attirer des investissements, à intégrer les énergies renouvelables et à contribuer à des projets régionaux tels que l'ASEAN Power Grid (APG).

Des marchés en transition pour répondre aux objectifs régionaux et nationaux de développement des énergies renouvelables

Les marchés de l'électricité en Asie du sud-est font face à des défis d'envergure avec l'accélération de la transition énergétique et l'augmentation constante de la demande électrique. Depuis 2010, la région a contribué à 11 % de la croissance mondiale de la demande énergétique. D'ici 2035, elle devrait représenter plus de 25 % de cette croissance. Cette dynamique est portée par l'expansion économique, la croissance démographique, l'urbanisation et le rôle de hub industriel de la région. Ce scénario soulève de nombreux défis en matière de d'approvisionnement, de sécurité énergétique, de durabilité et de prix de l'énergie. Ces enjeux sont amplifiés par les impacts croissants du dérèglement climatique, qui soulignent la nécessité d'une production énergétique plus durable et résiliente.

Croissance attendue de la demande énergétique par région selon les politiques actuelles (STEPS), 2023-2035

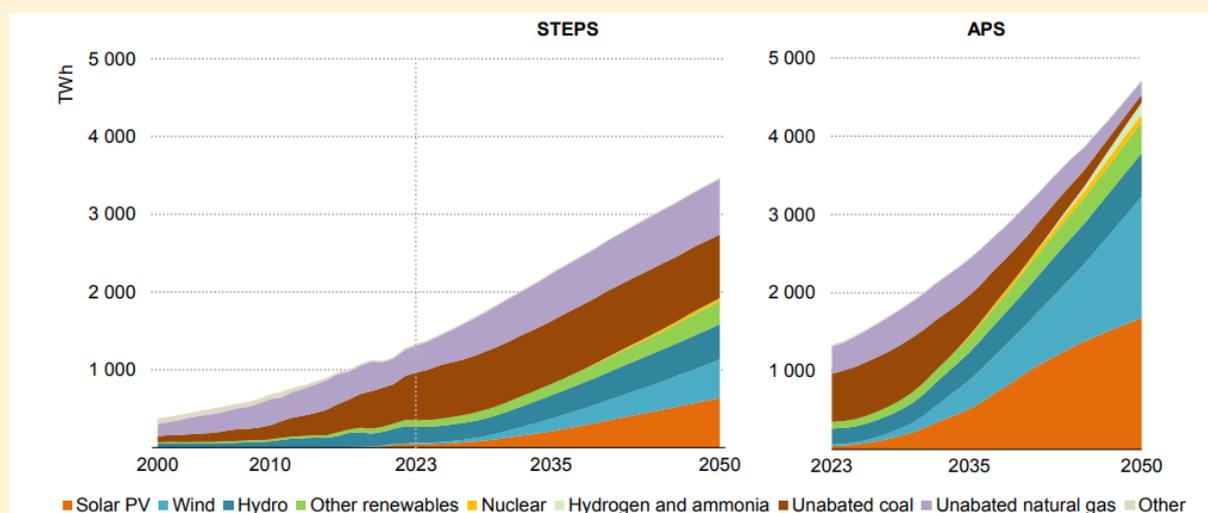


IEA, 2024

Objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables

Dans le cadre du Plan d'action pour l'énergie de l'ASEAN (APAEC) 2016-2025, qui guide les efforts de la région pour la transition énergétique, l'ASEAN s'est fixée comme objectif d'intégrer les ENR à hauteur de 23 % dans son bouquet énergétique d'ici 2025. Cet objectif est ambitieux, la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique étant seulement de 15,6 % en 2022. Cependant, sa part dans la capacité installée est en bonne voie, avec une projection de l'ASEAN Centre for Energy à 39,6 % d'ici 2025, dépassant ainsi l'objectif régional de 35 %. Concernant le marché de l'électricité, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) évalue la part des ENR dans la production électrique à plus de 50 % d'ici 2050 selon les politiques actuellement (STEPS) en Asie du Sud-Est, et presque 90 % si les objectifs climatiques annoncés (APS) sont atteints. Les énergies renouvelables représentaient 26 % de la production électrique totale dans l'ASEAN en 2023.

Production électrique par source en Asie du Sud-Est, 2000-2050
Selon le scénario des politiques actuelles déclarées (à gauche) et le scénario des engagements annoncés (à droite)



IEA,2024

Déclinaisons nationales des objectifs climatiques et leurs répercussions pour le secteur de l'électricité

A l'échelle nationale, les Etats Membres de l'ASEAN ont chacun pris des engagements climatiques, se traduisant par des objectifs concernant le développement des ENR.

Au Cambodge, le gouvernement vise à augmenter la part des énergies renouvelables à 70 % d'ici 2030, soit le double de l'objectif de référence fixé par l'ASEAN pour 2025. Le pays prévoit notamment d'installer 1,5 GW de panneaux photovoltaïques dans les deux prochaines années pour faire face à la croissance de la consommation de pointe. En parallèle, il s'est également engagé à ne pas construire de barrages hydroélectriques sur le fleuve Mékong.

De même, **le Laos, riche en potentiel d'énergies renouvelables, cherche à se diversifier au-delà de l'hydroélectricité**. À travers sa Stratégie de développement des énergies renouvelables (2011-2025), le pays vise à porter ces ressources hors hydro à 30 % de la demande énergétique totale d'ici 2025.

En Thaïlande, les objectifs climatiques annoncés lors de la COP 26 visent la neutralité carbone d'ici 2050 et des émissions nettes nulles de gaz à effet de serre d'ici 2065. Ainsi, le gouvernement prépare un Plan national de l'énergie (NEP) qui prévoit **une part des renouvelables atteignant 51 % du bouquet énergétique en 2037**, avec un accent particulier sur le solaire (+24,4 GW).

En Malaisie, la feuille de route pour la transition énergétique (NETR) vise un bouquet énergétique composé à 70 % d'énergies renouvelables d'ici 2050, avec une domination du solaire (58 % de la puissance installée prévue), devant le gaz naturel (29 %), l'hydraulique (11 %) et les bioénergies (1 %). Cet engagement s'inscrit dans une stratégie globale pour atteindre la neutralité carbone à la même échéance.

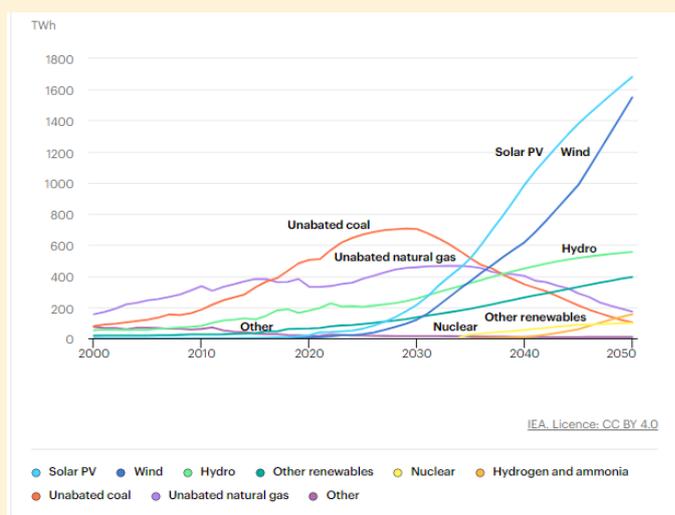
Aux Philippines, le scénario « énergie propre » du Philippine Energy Plan (PEP) 2020-2040 ambitionne de porter la part des renouvelables à 35 % d'ici 2030, puis à plus de 50 % en 2040, nécessitant une multiplication par sept de la capacité installée d'ici cette date. Ces efforts s'inscrivent dans une réponse globale à une demande énergétique croissante dans un environnement contraint et vulnérable aux catastrophes naturelles et au changement climatique.

Singapour a décliné ses engagements globaux de développement durable au sein d'un « Plan Vert ». Pour 2025, elle a atteint son objectif, à savoir une capacité de 1,5 GW d'énergie solaire pour répondre à 2 % de sa demande en électricité, ce qui correspond à environ 260 000 ménages. Pour 2030, le déploiement de l'énergie solaire doit monter à 2 GW pour 3 % de la demande estimée, soit 350 000 ménages. Par ailleurs, Singapour investit dans l'importation d'énergies renouvelables depuis d'autres pays de la région, afin de diversifier ses sources d'approvisionnement (cf infra).

L'Indonésie s'est engagée à travers sa Contribution déterminée au niveau national (CDN) dont le scénario le plus ambitieux vise la neutralité carbone à horizon 2060. Les objectifs du pays ont été renforcés avec le **Just Energy Transition Partnership (JETP) lancé par le Groupe des partenaires internationaux (IPG) en novembre 2022, qui vise une neutralité carbone dès 2050 et 44 % d'ENR dans le bouquet électrique d'ici 2030, hors centrales captives**. Le JETP prévoit des réformes structurelles et la mobilisation de 20 Md USD pour développer les renouvelables, développer le réseau et réduire la dépendance au charbon. Toutefois, ces engagements tardent à se concrétiser mais aussi à se traduire dans les différents documents de planification, dont certains sont toujours en cours d'arbitrage : alors que la seconde CDN devrait être prochainement publiée, le plan national d'électricité (RUKN) publié fin novembre mentionne un objectif de 21 % d'ENR en 2030 et l'atteinte de la neutralité carbone en 2060.

Une dynamique similaire est observée au **Vietnam**, qui a également signé un JETP en 2022 avec le G7, la Norvège et le Danemark. Dans ce cadre, le Vietnam s'est engagé à avancer à 2030 (contre 2035, selon les objectifs internes que s'était initialement fixé le pays) le pic d'émissions du secteur de la production d'énergie. Pour atteindre cet objectif, le 8^{ème} Plan directeur de développement de l'électricité (PDP8), révisé en 2025, prévoit que les énergies renouvelables représenteront 47 % de la capacité installée en 2030, montant jusqu'à 75 % en 2050. Dans ce même plan, le gouvernement a décidé de réduire la part des centrales à charbon dans l'approvisionnement en électricité à 20 % en 2030, puis à 0 % en 2050.

Production électrique par source selon les engagements annoncés des pays d'Asie du Sud-Est, 2023-2050



IEA, 2024

Derrière ces objectifs ambitieux, une production électrique encore très carbonée

Le charbon reste la principale source d'énergie en Indonésie, au Vietnam, aux Philippines et en Malaisie. En Indonésie, il représente 35 % du mix énergétique(2023) mais 69 % du mix électrique (2023)², porté par de nombreux projets de centrales supplémentaires, notamment captives, dédiées au développement industriel. Ainsi, la production d'électricité représente 45 % des émissions totales de CO2 du pays en 2022. **Au Vietnam**, la part du charbon dans la production d'électricité a bondi de 37 % en 2022 à 47 % en 2023, puis à 57 % au premier semestre 2024, porté par une demande croissante et des instabilités liées aux autres sources, notamment la sécheresse de l'été 2023 ayant impacté la production hydroélectrique (29 % des capacités installées). **Aux Philippines**, la production des centrales à charbon atteint 62,5 % de la production totale d'électricité en 2023. Enfin, **en Malaisie**, le charbon représente 47 % de la production (2022). En 2023, la part des ENR atteignait 23 % avec une capacité installée de 9 GW (sur un total de 39 GW), dont 69 % hydraulique, 21 % solaire et 10 % de bioénergies.

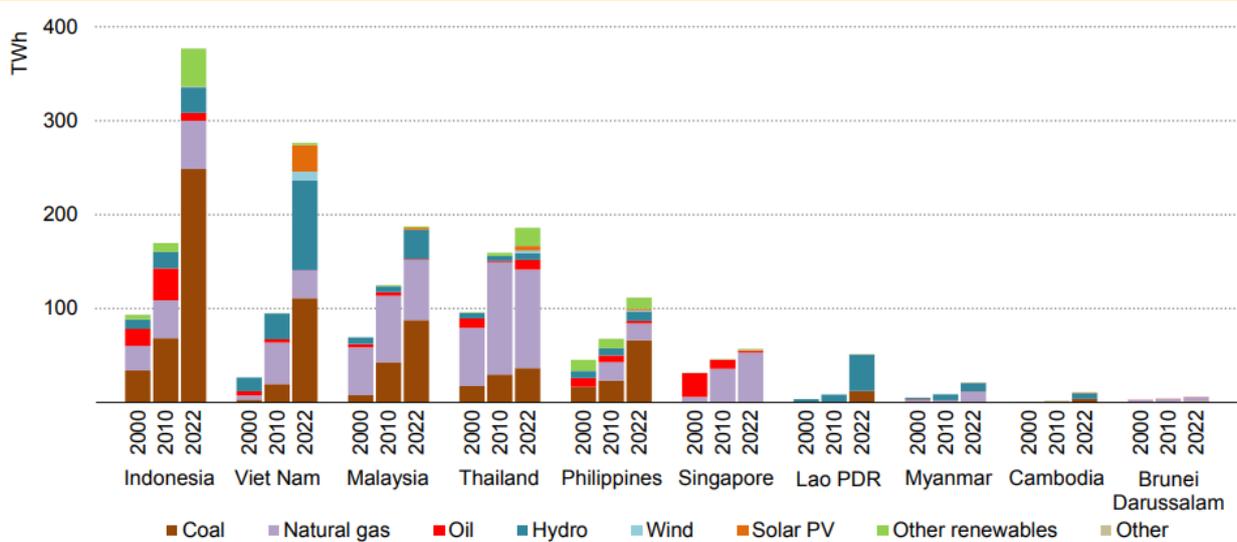
L'hydroélectricité domine la production au Cambodge et au Laos mais reste très dépendante de la saisonnalité. Au Cambodge, elle représente 89 % de la production d'énergies renouvelables. Au Laos, l'hydroélectricité atteint 76 % de la production totale, mais la saison sèche impose un recours aux centrales à charbon, qui assurent 24 % la production d'électricité totale du pays. Les projets de barrages sur le Mékong suscitent par ailleurs des questionnements sur l'impact écologique et social régional de l'hydroélectricité.

Enfin, le gaz naturel joue encore un rôle central en Thaïlande et à Singapour. En Thaïlande, il génère environ 60 % de l'électricité, faisant du marché d'électricité le plus gros émetteur de CO2 du pays. À Singapour, il représente 95 % de la production électrique. Le gouvernement a ainsi lancé la construction d'un deuxième terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) pour répondre aux besoins croissants en électricité. Ce nouveau terminal, prévu pour 2027, aura une capacité de traitement de 5 millions de tonnes par an, soit une augmentation de 50 % de la capacité GNL actuelle.

² Le mix énergétique est la combinaison des sources d'énergie utilisées pour répondre à la demande d'énergie finale alors que le mix électrique désigne la part respective des différentes sources (charbon, gaz, nucléaire, renouvelables, etc.) dans la production d'électricité d'un pays.

Ainsi, la demande d'électricité en Asie du Sud-Est a triplé au cours des 20 dernières années. La plupart des pays de la région ont vu leur production d'électricité augmenter de plus de 5 % par an en moyenne depuis 2000. Une grande partie de l'électricité supplémentaire a été fournie par des centrales au charbon. L'expansion de la production d'électricité à partir du charbon s'est accélérée à partir de 2010, avec des ajouts de capacité d'environ 5 GW par an en moyenne sur la période allant jusqu'à 2023, troisième taux le plus rapide au monde, ce qui place l'Asie du Sud-Est juste derrière la Chine.

Production électrique par source et par pays d'Asie du Sud-Est, 2000-2022



IEA, 2024

Tableau récapitulatif des politiques et profils énergétiques des pays de
l'ASEAN

	Accès à élec (2023) ³	Croissance de la conso élec (2000-2023) ⁴	Prévision croissance conso élec (2030)	% ENR dans mix élec ⁵	% ENR dans mix énergétique ⁶	Engagements / objectifs
Indonésie	99,4 %	+84 %	+4,8-5,2 % /an	18 %	13 %	44 % d'ENR dans le mix électrique en 2030 (JETP – vs 21 % plan national)
Malaisie	100 %	+279 %	+1,9 % /an	18 %	7 %	70 % d'ENR d'ici 2050 dans le mix énergétique
Philippines	98 %	+74 %	+5,2 %/an	22 %	10 %	35 % d'ENR d'ici 2030 dans le mix énergétique
Singapour	100 %	+ 29%	+2,8-3,2 %/an	2 %	1 %	3 % de solaire dans le mix électrique d'ici 2030
Thaïlande	100 %	+ 105 %	+3,5 %/an	18 %	16 %	51 % d'ENR d'ici 2037 dans le mix énergétique
Brunei	100 %	+ 51 %	+1,5 %/an	0,1 %	--	10 % d'ENR d'ici 2035 dans le mix énergétique
Vietnam	99,8 %	+ 819 %	+10-12 %/an	49 %	22 %	47 % d'ENR dans le mix électrique en 2030
Laos	96,5 %	+975 %	+5 %/an ⁷	76 %	51 %	30 % d'ENR hors hydro dans le mix énergétique
Cambodge	95 %	+ 2427 %	+9,4 %/an ⁸	65 %	25 %	70 % d'ENR d'ici 2030 dans le mix énergétique

³ World Bank, *Electrification Dataset*

⁴ IEA, *Electricity consumption per capita*

⁵ IEA, *Countries overview, Renewables*

⁶ *Ibid.*

⁷ UNESCAP, *SDG 7 Roadmap for the Lao People's Democratic Republic*

⁸ ADB, *Cambodia Power Development Master Plan 2022-2040*, Demand growth projection with Energy Efficiency measures

Réformes et mécanismes pour accélérer la transition énergétique

Dans ce contexte où les bouquets électriques restent largement dominés par le charbon, l'hydroélectricité et le gaz naturel, les pays de la région doivent établir des réformes ambitieuses pour aligner leurs systèmes énergétiques sur leurs objectifs climatiques. Ces réformes s'appuient notamment sur des mécanismes incitatifs visant à accélérer le développement des énergies renouvelables.

Ainsi, **la Malaisie a opté pour des mécanismes d'appels d'offres et d'incitations au développement de projets privés.** Cela s'est notamment traduit par des schémas de soutien à la production d'énergie renouvelable, comme des garanties de rachat (*Feed-in-tariffs*) ou encore le programme *Large Scale Solar* (LSS), un appel d'offre récurrent visant à réduire le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) pour le développement de centrales photovoltaïques solaires à grande échelle. En novembre 2021, un tarif d'électricité verte a été lancé, permettant aux consommateurs d'opter pour une électricité générée à partir de sources renouvelables, moyennant un paiement supplémentaire par kWh. En 2022, le gouvernement a annoncé le *Corporate Green Power Programme* (CGPP), permettant aux acteurs privés d'obtenir un *Corporate PPA* avec un producteur solaire photovoltaïque, encourageant ainsi l'adoption des énergies renouvelables. Le CGPP encourage également l'échange de certificats d'énergie renouvelable entre les deux parties, remplissant leurs engagements en matière de RSE.

Dans le cadre de la feuille de route pour la transition énergétique, plusieurs initiatives ont été lancées en 2024. Une place de marché numérique pour l'exportation d'électricité verte (*Energy Exchange Malaysia - ENEGEM*), gérée par l'acheteur unique TNB, a été mise en place en avril avec une première offre de 100 MW mise aux enchères à destination de Singapour. Le CGPP a été remplacé en septembre par un nouveau programme (*Corporate Renewable Energy Supply Scheme – CRESS*) qui ouvre directement l'accès au réseau aux IPP producteurs d'ENR et vise à faciliter l'approvisionnement des entreprises en électricité verte.

En Thaïlande aussi, des mesures sont prévues pour faciliter le développement des projets de renouvelables. Par exemple, le gouvernement thaïlandais a approuvé en conseil des ministres le 17 décembre 2024 un texte visant à supprimer l'obligation d'obtenir un permis d'usine pour les installations solaires sur toiture, même au-delà de 1 000 kW, afin de faciliter l'accès à l'énergie solaire propre. De nouvelles réformes d'accélération de la transition sont attendues en 2025.

Aux Philippines, la *Renewable Energy Act*, promulguée en 2008, met en place plusieurs dispositifs tels des normes et des quotas de renouvelable imposés au secteur de la distribution d'énergie (Renewable Portfolio Standards), un marché spécifique (Renewable Energy Market), une imposition aux distributeurs d'indiquer la part de renouvelables dans la consommation finale (Green Energy Option), et le Renewable Energy Trust Fund (RETF). Des incitations fiscales ont également été mises en place dès 2008 afin d'encourager les investissements privés dans le secteur des renouvelables. En mars 2022, l'ERC a approuvé la mise en place d'un prix de réserve de l'énergie verte (GEAR), remplaçant le système initial de *feed-in tariffs*. Le Certificat de projet énergétique d'importance nationale (CEPNS) permet aux projets de bénéficier de procédures d'obtention accélérée des licences et permis. Enfin, depuis novembre 2022, la circulaire ministérielle DC 2022-11-0034 a entériné la pleine ouverture des secteurs de l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et marine aux capitaux étrangers.

Le Vietnam a également pris des mesures récentes pour encourager les énergies renouvelables. Pour l'énergie solaire, un décret de juillet 2024 permet aux entreprises d'acheter directement de l'électricité aux producteurs privés (*Direct Power Purchase Agreement - DPPA*), mesure qui était attendue par les grands investisseurs étrangers afin de décarboner leur production. Par ailleurs, un décret gouvernemental publié en octobre 2024 a clarifié les conditions d'utilisation des panneaux solaires sur les toits, autorisant les particuliers et les industriels à revendre jusqu'à 20 % de leur production sur le réseau national au prix du marché. Enfin, une nouvelle loi sur l'électricité, votée en novembre 2024, contient des dispositions permettant au gouvernement de négocier les contrats d'achat d'électricité avec les investisseurs privés. Elle crée un cadre propice au développement des projets de GNL, introduit des mécanismes spécifiques pour l'éolien en mer ainsi que la possibilité de lancer des projets dans le domaine de l'hydrogène et de l'ammoniac. La loi précise également les conditions tarifaires pour l'exportation d'électricité, qui ne peut être vendue à un prix inférieur à celui du marché domestique.

En Indonésie, la nouvelle tarification publiée en septembre 2022 a été perçue comme un signal de changement. Toutefois, malgré ce décret présidentiel, la négociation des PPA continue d'être discrétionnaire. Le manque de transparence dans les processus d'appels d'offres reste un sujet de préoccupation. Avec le JETP, de nombreuses réformes structurelles sont attendues permettant, à terme et si ces réformes sont conduites, d'avancer significativement vers la transition du bouquet électrique. Différents programmes sont à cet effet en cours de discussion entre les bailleurs internationaux – dont l'AFD - et PLN ou le Ministère de l'énergie. La publication à venir de la nouvelle loi sur les énergies nouvelles et renouvelables, mais aussi celle de différents documents de planification sont attendues par les acteurs du secteur.

Enfin à Singapour, le budget 2025 a porté à 10 Md SGD (environ 7 Md EUR) le montant dédié au fonds d'investissement dans les infrastructures énergétiques.

Les freins à la réalisation des objectifs de transition du secteur électrique

Néanmoins, les obstacles au développement des ENR persistent dans la région et varient d'un pays à l'autre. Alors que certains pays disposent d'un potentiel important pour la production d'ENR, des freins structurels empêchent souvent une mise en œuvre rapide et efficace. Ces obstacles se manifestent tant au niveau des politiques publiques, des acteurs, que des infrastructures existantes.

En Indonésie, l'un des principaux freins réside dans la compétitivité de l'électricité produite à partir du charbon. Grâce au système de la DMO et au prix plafond fixé par l'État, le prix du charbon domestique est bien inférieur aux prix mondiaux, ce qui limite la compétitivité des ENR. De plus, le secteur du charbon bénéficie d'un lobby important, renforcé par son importance dans l'économie nationale : second poste d'exportations en 2023 (avec 508 M t. de charbon), entre 6 et 8 % du PIB en 2022, et 250 000 emplois directs uniquement dans les mines en 2020. Les conséquences sociales d'une diminution du charbon dans le bouquet exigent d'ailleurs une attention particulière – y compris financière – pour accompagner et préparer le changement permettant une transition juste. La question du financement global de cette transition par la communauté internationale est un point crucial pour le gouvernement indonésien.

Aux Philippines, où le prix de l'électricité est l'un des plus élevés de la région après Singapour, les enjeux de lobbying en faveur du charbon freinent également le développement des ENR. Malgré l'annonce en octobre 2020 d'un moratoire sur l'approbation de nouvelles centrales au charbon, 22 projets étaient déjà approuvés à cette date.

Dans un contexte similaire, en Malaisie, les prix fixés pour les énergies intermittentes restent considérés comme peu rentables par les entreprises. Par conséquent, le gaz naturel devrait rester en 2050 la principale source d'énergie primaire fournie (56 %), devant le pétrole (21 %), les ENR (17 %), l'hydrogène (5 %) et le charbon (1 %).

Outre la question de la compétitivité des énergies fossiles, plusieurs pays sont confrontés à des problèmes de gouvernance et de régulation. En Indonésie, par exemple, la gouvernance du secteur de l'électricité dominée par l'entreprise publique d'électricité PLN constitue une autre difficulté. Le secteur privé manque donc de visibilité sur la façon dont l'Indonésie va déployer sur le terrain ses engagements à développer des énergies renouvelables, ce qui limite les investissements.

Le Laos fait face à des défis similaires. L'absence de mécanismes réglementaires efficaces, tels qu'un tarif d'achat garanti pour les producteurs d'ENR, ainsi que le manque d'études sur le potentiel énergétique global du pays, empêche l'élaboration d'une stratégie énergétique cohérente et intégrée. Cela crée un manque de direction claire pour le développement du secteur des ENR, limitant ainsi les investissements.

Au Vietnam, le contexte de forte croissance des besoins en électricité exprime un déséquilibre géographique avec un manque de capacités installées dans le nord et des limitations de stockage des EnR produites dans le sud. Le réseau électrique vietnamien apparaît sous-dimensionné et peu adapté à l'afflux d'électricité issue d'énergies intermittentes. L'entreprise d'Etat d'électricité EVN, qui connaît des difficultés financières depuis 2022, a ralenti ses investissements depuis plusieurs années, notamment sur le réseau.

Les infrastructures et la capacité des réseaux électriques représentent également des freins majeurs dans d'autres pays. En Indonésie, le manque de robustesse du réseau pour intégrer les énergies intermittentes ainsi qu'une surcapacité sur Java et Bali (autour de 6 GW en 2023 selon les sources) mais aussi Sumatra freine également le développement des ENR. Le manque de flexibilité et d'adaptabilité du réseau aux énergies renouvelables intermittentes empêche à date le développement des ENR. A cela s'ajoutent d'autres freins structurels, comme les exigences de contenu local, notamment pour les énergies renouvelables intermittentes.

Enjeux de l'interconnexion des systèmes électriques de la région

Un réseau électrique interconnecté au sein de l'ASEAN présente plusieurs **avantages stratégiques**. Une interconnexion, définie comme une ligne de transport traversant les frontières pour relier les réseaux nationaux, permet de mutualiser les ressources énergétiques, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et la résilience des systèmes nationaux ainsi que de promouvoir le développement des énergies renouvelables, répondant ainsi à des enjeux économiques, stratégiques et environnementaux.

Les intérêts d'un réseau interconnecté régional

Sur le plan économique, un réseau interconnecté permettrait d'exploiter les différences de coûts de production entre les types de centrales et les pays. Une optimisation des moyens de production réduit la nécessité pour chaque pays de recourir à ses centrales les plus coûteuses en période de forte demande, ce qui se traduit par des économies importantes pour les consommateurs finaux. A plus long terme, cette gestion coordonnée permet d'harmoniser les prix de l'électricité vers le bas.

D'un point de vue technique, les interconnexions permettent une gestion flexible de l'offre et de la demande en temps réel. L'électricité ne pouvant être stockée efficacement, il est crucial que la production et la consommation soient équilibrées à chaque instant. Un pays confronté à un déficit de production lié à un pic de consommation ou à un incident technique peut importer de l'électricité de ses voisins, garantissant ainsi la continuité de son approvisionnement. Ainsi, la mutualisation des moyens de production à l'échelle de l'ASEAN renforcerait la stabilité du réseau et limiterait les risques de pannes, tout en promouvant la coopération et la solidarité régionale.

Enfin, un réseau interconnecté est un catalyseur essentiel pour intégrer davantage d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'ASEAN, dont la production est par nature variable. En effet, ces sources, souvent intermittentes et parfois saisonnières, bénéficient d'une mutualisation régionale qui atténue les fluctuations liées aux conditions climatiques locales. Par exemple, un pays bénéficiant d'un ensoleillement important ou de vents forts à un moment donné pourrait exporter son excédent vers un voisin en déficit de production. À l'inverse, lorsque la météo limite la production renouvelable dans une zone, l'interconnexion permettrait d'importer de l'électricité verte produite ailleurs. Ce levier de flexibilité peut donc accroître la résilience climatique du système électrique tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

Objectifs régionaux

L'ASEAN Power Grid (APG) incarne l'ambition de l'ASEAN concernant les interconnexions électriques entre ses Etats Membres. Lancé en 1986 avec l'accord de coopération énergétique de l'ASEAN, l'APG s'appuie sur une volonté politique inscrite dans la Vision ASEAN 2020 adoptée en 1997, qui met en avant la coopération énergétique comme levier pour favoriser la résilience économique et environnementale de la région. Cette priorité s'est concrétisée par la signature en 2007 d'un protocole d'accord (MoU) posant les bases d'un réseau d'interconnexions régionales. La signature d'un nouveau MoU « renforcé » sur l'ASEAN Power Grid en vue d'une réalisation d'ici 2045 fait partie des livrables économiques prioritaires de la présidence malaisienne de l'ASEAN et est attendue lors de la réunion des ministres de l'énergie d'octobre 2025.

Le projet fait également partie des 7 priorités du Plan d'Action pour la Coopération Énergétique (APAEC) 2016-2025 - dont la phase 2, 2021-2025, a été adoptée en 2019 - qui constitue un document stratégique clé servant de feuille de route pour orienter et renforcer la coopération énergétique au sein de la région. Un nouveau plan APAEC (2026-2030) est actuellement en discussion et devrait être adopté début 2026.

La coordination de ce projet est assurée par le Forum des Chefs des Services Publics d'Électricité de l'ASEAN (HAPUA), créé en 1981, dont le 2^{ème} Working Group est dédié à l'APG. Créé par le HAPUA, l'ASEAN Power Grid Consultative Committee (APGCC) supervise les aspects techniques et facilite la coordination entre les États membres. En complément, le Centre de l'Énergie de l'ASEAN (ACE) assure le pilotage d'ensemble, fournit des analyses stratégiques et prépare les décisions politiques stratégiques, qui sont discutées au SOME (Senior Officials Meeting on Energy) et validées à l'AMEM (ASEAN Ministers on Energy Meeting).

Ces organes ont piloté plusieurs études majeures, dont l'ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS), initiée en 1999 et régulièrement mise à jour (AIMS II en 2010 et AIMS III en 2021). Ces travaux explorent les opportunités d'échanges transfrontaliers, identifient les infrastructures prioritaires et évaluent l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux interconnectés. Plusieurs études complémentaires ont approfondi les dimensions économiques, juridiques et techniques du projet, notamment en matière de fiscalité des transactions transfrontalières, de financement via des partenariats public-privé (PPP), et d'harmonisation des cadres réglementaires pour faciliter le commerce d'électricité entre les pays.

Des objectifs nationaux hétérogènes

Pour certains États, comme le Laos, surnommé « la batterie de l'ASEAN », l'APG offre des opportunités économiques en valorisant ses ressources en énergie renouvelables, espérant ainsi que le projet sera un catalyseur pour promouvoir les investissements dans le pays. En 2023, les exportations d'électricité ont rapporté 2,38 Mds USD, faisant de l'électricité la première source de recettes d'exportation du Laos. En 2024, elles ont généré 980 M USD, représentant 15,35 % des exportations totales.

La Malaisie a également pour ambition de devenir un hub de production d'électricité verte pour la région.

À l'inverse, pour des pays comme Singapour, qui font face à des contraintes géographiques limitant le développement des énergies renouvelables, l'APG représente une nécessité stratégique pour sécuriser des importations d'énergie verte et atteindre leurs objectifs climatiques. En particulier, Singapour souhaite garantir aux industries électro-intensives l'accès à une électricité décarbonée et fiable. La Cité-Etat investit donc dans l'importation d'énergies renouvelables auprès d'autres pays de la région. Initialement, elle visait l'importation de 4 GW d'électricité à faible émission de carbone d'ici 2035, mais l'objectif a été relevé à 6 GW en raison de l'intérêt croissant pour ces projets. L'enjeu majeur pour le pays sera de maintenir la stabilité des prix de l'électricité dans ce contexte d'importation d'énergie intermittente.

La Thaïlande, quant à elle, importe 12 % de son électricité afin de répondre à l'augmentation prévue de la demande intérieure et pour renforcer sa sécurité énergétique, dans le cadre de sa stratégie visant à promouvoir des sources d'énergie diversifiées. Dans la mesure où l'essentiel de l'électricité importée provient de barrages hydroélectriques au Laos, ces importations contribuent significativement au verdissement du mix thaïlandais. En comparaison, la Thaïlande exporte environ 1 % de son électricité produite.

Le Vietnam ne semble pas considérer les importations d'électricité comme contraire à la « sécurité énergétique », hissée au rang de première priorité dans le domaine de l'énergie. Les importations d'électricité devraient représenter 3,3 % de son bouquet énergétique à horizon 2030 et 2 % à horizon 2050. Le PDP8 mentionne ainsi la nécessité de travailler à l'interconnectivité des réseaux au sein de l'ASEAN, afin d'« augmenter les importations d'électricité depuis l'ASEAN et les pays du bassin du Mekong disposant d'un important potentiel hydraulique ». Le Laos est la seule source externe d'électricité citée dans le PDP8, qui fixe au Vietnam un objectif de capacité d'importation à minima de 5 GW depuis le Laos d'ici 2030. A horizon 2050, il est prévu que les importations atteignent environ 11 GW (37 Mds kWh).

Projets d'interconnexion existants et planifiés : entre connexions régionales et commerce bilatéral

18 projets concrets sont planifiés ou déjà opérationnels dans le cadre de l'ASEAN Power Grid. L'un des exemples les plus significatifs est le projet pilote Laos-Thaïland-Malaysia-Singapore Power Integration Project (LTMS-PIP), lancé en 2022. Ce projet, considéré comme une étape pionnière pour l'intégration énergétique régionale, vise à importer de l'électricité produite au Laos vers Singapour en transitant par la Thaïlande et la Malaisie. La deuxième phase du projet, actée en 2024 a fait passer la capacité d'importation de 100 MW à 200 MW, grâce à un apport supplémentaire malaisien.

No	Connection	Interconnection Capacity (in MW)				AIMS III Projection (2040)*
		Existing**	Ongoing (Up to 2024)**	Future**	Total**	
1	Peninsular Malaysia – Singapore	525	525	TBC	1,050	1,050
2	Thailand – Peninsular Malaysia	380	-	TBC	380	1,043
3	Sarawak – Peninsular Malaysia	-	-	1,600	1,600	695
4	Peninsular Malaysia – Sumatera	-	-	600/ TBC	600	2,130
5	Batam – Singapore***	-	-	3,400	3,400	
6	Sarawak – West Kalimantan	230	-	-	230	777
7	Philippines – Sabah	-	-	500	500	196
8	Sarawak – Brunei – Sabah					
	• Sarawak – Brunei	-	TBC	TBC	TBC	TBC
	• Sarawak – Sabah	-	30 – 50	-	30 – 50	177
9	Thailand – Lao PDR	955	-	TBC	955	700
10	Lao PDR – Vietnam	-	-	TBC	TBC	625
11	Thailand – Myanmar	-	-	365	365	1,262
12	Vietnam – Cambodia	200	-	TBC	200	1,353
13	Lao PDR – Cambodia	300	-	TBC	300	625
14	Thailand – Cambodia	250	-	650	900	1,315
15	East Sabah – North Kalimantan	-	-	TBC	TBC	174
16	Singapore – Sumatera	-	-	TBC	TBC	1,133
17	Lao PDR – Myanmar	30	-	100 – 600	130 – 630	624
18	Internal Indonesia					
a	Kalimantan – Java	-	-	TBC	TBC	435
b	Sumatera – Java	-	-	2,600	2,600	10,000
TOTAL (MW)		2,870	555 – 575	9,815-10.335	13,240-13.780	24,585

Au-delà ce projet multilatéral, se sont plutôt des initiatives bilatérales qui s'accroissent, notamment portées par Singapour. Le pays a signé des protocoles d'accords (MoU) avec plusieurs pays dont le Cambodge, le Vietnam et l'Indonésie. Sur la base de ces protocoles, deux projets d'importation d'électricité issue de sources renouvelables d'1 GW du Cambodge et d'1,2 GW du Vietnam, via des câbles sous-marins, ont fait l'objet d'approbations

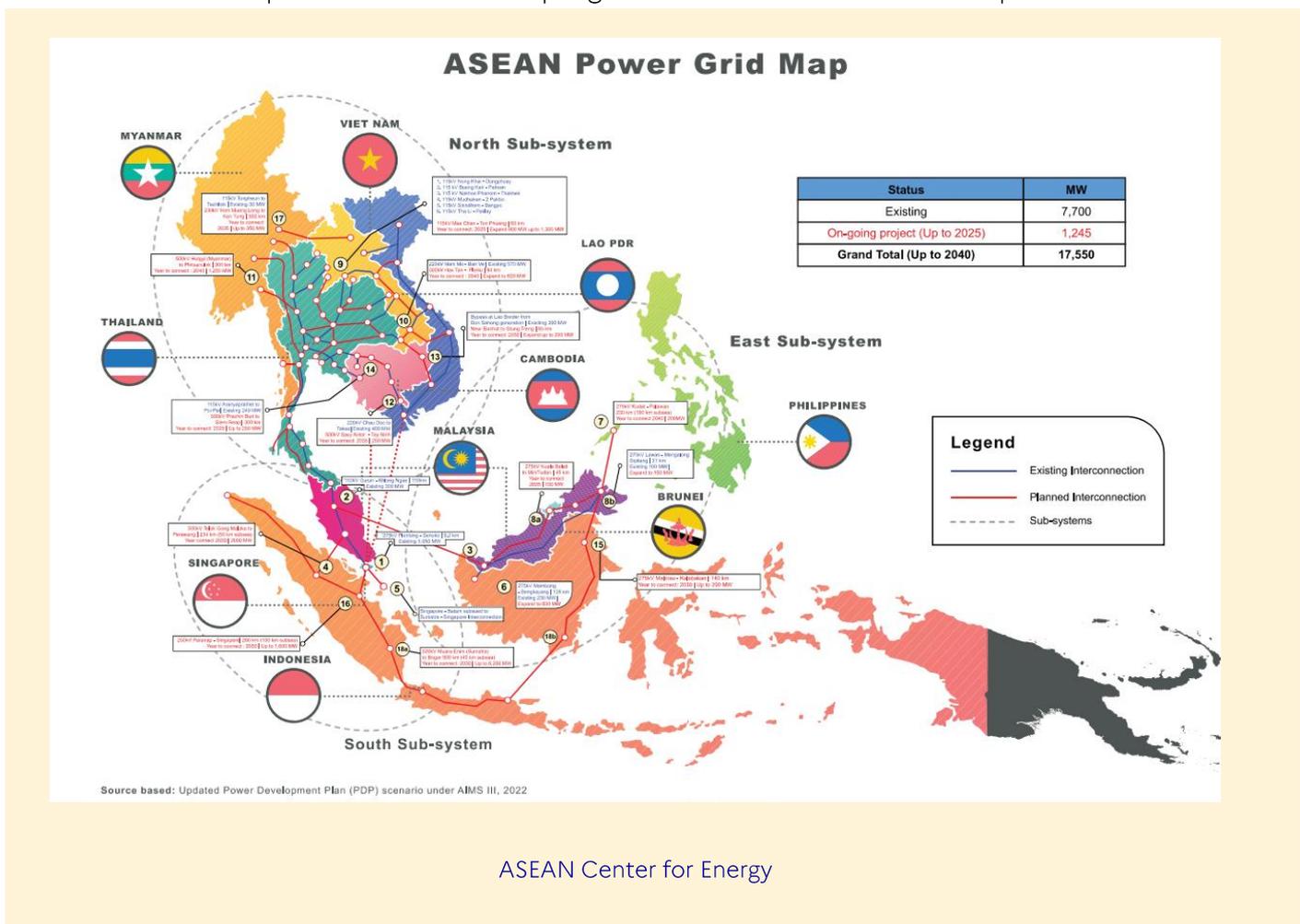
conditionnelles et seront portés par Keppel Energy et Sembcorp respectivement. Sept projets basés en Indonésie ont également reçu une approbation conditionnelle singapourienne, visant à importer un total de 3,4 GW d'électricité. Six de ces projets ont également franchi l'étape suivante, à savoir l'obtention d'une licence conditionnelle, dont, fin mai 2025, le projet Singa porté par TotalEnergies et l'entreprise indonésienne Royal Golden Eagle qui vise à importer 1 GW d'électricité à compter de 2029. Enfin, l'EMA a accordé une approbation conditionnelle à l'entreprise Sun Cable pour importer 1,75 GW d'électricité bas carbone d'Australie vers Singapour, via un câble sous-marin d'une distance d'environ 4 300 km, à horizon 2035. L'opérationnalité de l'ensemble de ces projets et leurs calendriers précis restent à définir, reflétant des niveaux de maturité variables selon les partenaires, les technologies mobilisées et l'état d'avancement des infrastructures associées.

Le Laos joue aussi un rôle central dans la région en exportant de l'hydroélectricité vers ses voisins immédiats, notamment la Thaïlande, le Vietnam, le Cambodge, le Birmanie, ainsi que la Malaisie. C'est par exemple aujourd'hui essentiellement depuis le Laos que le Vietnam importe de l'électricité (environ 1 GW sur 77,8 GW de capacités installées en 2023). Début 2024, EVN avait déjà signé 19 contrats d'achat d'électricité portant sur près de 2 700 MW de capacité installée provenant de 26 centrales hydroélectriques au Laos.

La Malaisie est au cœur de plusieurs projets d'interconnexions. Le réseau national malaisien est interconnecté au réseau thaïlandais au nord avec une capacité totale de 380 MW, mise en service en 2002. La Malaisie possède aussi une interconnexion avec Singapour, d'une capacité de 1,1 GW, mise en service en 1985, puis modernisée avec deux lignes haute tension en courant alternatif. Un protocole d'accord a par ailleurs été signé en octobre 2023 entre TNB et SP Power Assets (SPPA) pour une étude de faisabilité sur le développement d'une seconde interconnexion entre les deux pays. Les conclusions des études réalisées pour un projet de câble sous-marin entre le Sarawak et Singapour (environ 700 km), pour l'exportation de 1 GW dans la cité-Etat, n'ont quant à elles pas été communiquées. Le positionnement de la Malaisie en tant que hub pourrait être renforcé par l'avancée de projets comme celui annoncé fin mai 2025, lors du Sommet de l'ASEAN à Kuala Lumpur, visant à exporter de l'énergie renouvelable (notamment de l'éolien offshore) du Vietnam vers la Malaisie et Singapour via un câble sous-marin.

À cette occasion, un accord a été signé entre les trois pays afin de lancer une étude de faisabilité sur le projet : pour la Malaisie, le consortium MY Energy, formé par Tenaga Nasional Berhad (TNB) et Petronas, pour le Vietnam, PetroVietnam Technical Services Corporation (PTSC), affiliée au groupe national PetroVietnam et pour Singapour, Sembcorp Utilities, filiale du groupe Sembcorp Industries. Une étude de faisabilité est également en cours pour l'établissement d'interconnexion entre la Malaisie péninsulaire et Sumatra en Indonésie dans le cadre d'un protocole d'accord signé en octobre 2023 entre TNB, PLN et l'ASEAN Centre for Energy (ACE). Là encore, en dehors de cette première signature, peu de détails ont été communiqués. Au niveau national, une connexion entre le Sarawak et la péninsule malaisienne est également à l'étude.

Enfin, à l'échelle multilatérale, le Brunéi Darussalam, l'Indonésie, la Malaisie et les Philippines ont communiqué sur une initiative d'intégration des réseaux électriques à Bali en août 2023 lors de la 41e réunion des ministres de l'énergie de l'ASEAN. Les ministres de ces pays ont annoncé la création d'un groupe de travail pour un projet pilote, appelé Projet d'Intégration Énergétique du Brunéi Darussalam, de l'Indonésie, de la Malaisie et des Philippines (BIMP-PIP). Depuis cette annonce initiale, peu d'informations supplémentaires ont été communiquées concernant les progrès concrets réalisés ou les étapes suivantes.



Les limites à l'établissement d'un système électrique régional

L'opérationnalité des interconnexions se heurte à l'absence de pouvoir normatif des instances de l'ASEAN en matière énergétique, laissant la prérogative des décisions énergétiques au niveau national. La grande diversité des régulations au sein des Etats Membres ainsi que l'hétérogénéité des modes de fixation des tarifs de l'électricité font défaut. En effet, plusieurs exigences techniques et opérationnelles, ainsi que des principes communs de gestion du système électrique sont nécessaires pour la réalisation d'un marché commun de l'électricité.

De plus, ces projets de réseaux interconnectés nécessitent des investissements massifs, qui sont parfois découragés par des prix d'accès au réseau considérés prohibitifs, des prix de vente peu représentatifs du coût de production, ou encore par l'endettement massif des acteurs en monopole.

Sur le plan politique et géopolitique, des tensions et divergences ralentissent également les initiatives. La mise en place de la phase 2 du projet LTMS, par exemple, a fait l'objet d'un désaccord sur la transmission de l'énergie entre Thaïlande et Malaisie.

Sur le plan socio-économique, un arbitrage existe entre la recherche de revenus par l'exportation de cette ressource et le besoin de répondre aux besoins d'électrification de sa population. Le Cambodge par exemple, bien qu'à l'origine d'annonces sur sa participation à l'APG en tant qu'exportateur, manque encore grandement de capacités de production pour atteindre cet objectif. En raison de la forte dépendance du pays à l'hydroélectricité, la demande en électricité dépasse généralement l'offre domestique pendant la saison sèche. Son réseau n'est pas configuré dans une logique d'interconnexion (sous-)régionale. Il sera donc plutôt amené à être une zone de passage pour l'exportation d'électricité laotienne.

Enfin et surtout, le projet de marché commun de l'électricité est freiné par le manque de connexions entre les réseaux domestiques. Au Laos par exemple, les exportations ne sont pas connectées aux réseaux de transport laotiens et disposent de leurs propres lignes. Les promoteurs de projets orientés vers l'exportation réalisent ainsi des PPA directement avec des acheteurs voisins tels que l'EGAT en Thaïlande, et l'électricité est transportée jusqu'à la frontière sans passer par les réseaux laotiens. Ainsi, le réseau domestique n'étant pas conçu pour exporter son surplus lors de la saison des pluies, le système électrique laotien ne peut pas se stabiliser. Le gouvernement du Laos cherche à promouvoir EDL en tant qu'acheteur unique pour tous les contrats d'électricité (tant intérieurs qu'exportés) à long terme. Une telle transition permettrait à EDL d'avoir une flexibilité considérable, en lui permettant de fournir la quantité d'électricité nécessaire contractée par ses homologues au Cambodge, en Thaïlande et au Vietnam à partir de n'importe quelle sous-station le long de la frontière avec chaque pays. Cependant, une telle situation pourrait avoir des impacts négatifs sur la capacité des développeurs de projets à financer ces projets. En effet, l'endettement – 53 % du PIB de 2024 – d'EDL interdit tout nouvel investissement. C'est également le cas au Vietnam, qui semble attacher une importance plus grande à la stabilité de ses approvisionnements qu'à l'intégration des réseaux au sein de l'ASEAN, le pays important également de l'électricité de Chine depuis 2005. Hors situation de pénurie, les importations sont modestes, et atteignent environ 4 M kWh par jour. Ainsi, les projets se développent pour répondre à des objectifs domestiques spécifiques, sans réelle logique régionale portée par les objectifs de l'ASEAN.