



AMBASSADE DE FRANCE EN THAÏLANDE  
SERVICE ÉCONOMIQUE

Le Conseiller Economique

le 17 juillet 2018

Dossier suivi par : Clémence Laevens  
Relu par : Marc Thuillier et Eric Sayettat

**Objet : Le secteur de l'énergie en Thaïlande en 2017 - situation générale et enjeux spécifiques du gaz naturel et des énergies renouvelables.**

*La production d'énergie primaire<sup>1</sup>, qui a baissé de 4,9 % entre 2016 et 2017, reste dominée par le gaz naturel issu majoritairement des champs de Bongkot et d'Erawan situés dans le golfe du Siam. Le pays cherche à la fois à sécuriser son approvisionnement en énergie et à diversifier sa production, notamment en développant les énergies renouvelables. Le secteur privé est de plus en plus présent.*

**I- La production nationale d'électricité : progression du renouvelable, décentralisation du réseau, émergence de producteurs privés d'électricité**

1. En 2017, la consommation finale d'énergie en Thaïlande a atteint 74 millions de tep (environ 860 millions de MWh), soit une augmentation de 2,6 % par rapport à 2016<sup>2</sup>. L'industrie et les transports représentent plus des trois-quarts de ce total. Malgré des ressources énergétiques fossiles (pétrole brut, gaz naturel, charbon), **la Thaïlande est dépendante des importations à hauteur de 60 % de sa consommation primaire** et les réserves prouvées d'hydrocarbures sont relativement faibles (4 à 5 ans de consommation qui seront sans doute étendus grâce au renouvellement en cours de certaines concessions d'exploitation dans le golfe du Siam). **La production d'énergie primaire, qui a atteint 48 millions de tep en 2017 et diminue depuis 2014 (- 4,9 % entre 2016 et 2017), est largement dominée par le gaz naturel (45 %)**. Les autres fossiles représentent une part mineure de la production : 10 % pour le pétrole brut et 5 % pour le charbon.
2. **En 2017, la production d'électricité a atteint 176.738 GWh, un chiffre en légère baisse par rapport à 2016 (- 1,7 %)**. Malgré une constante diminution depuis 2010, **le gaz naturel assure encore 68,5 % de la production d'électricité**. Les parts du pétrole (0,1 %), de l'hydraulique (2,7 %) et, dans une moindre mesure, du très compétitif charbon (20,2 %) se sont réduites, notamment au profit des énergies renouvelables (8,5 %)<sup>3</sup>. En 2017, la consommation s'est élevée à **185.124 GWh dont 47,4 % par l'industrie**. Les exportations représentent 1.106 GWh et les importations d'électricité 24.427 GWh, notamment en provenance du Laos (hydroélectricité), du Myanmar, voire de Malaisie. **La réserve opérationnelle** pour garantir l'approvisionnement du pays, actuellement de 15 % de la capacité installée, **devrait être augmentée et régionalisée pour la première fois**, par la révision du Power Development Plan en août 2018, pour amoindrir les déséquilibres régionaux et palier l'inconstance de la production d'électricité d'origine renouvelable.
3. **L'évolution technologique rebat les cartes, renouvelable et décentralisation**. L'entreprise publique *EGAT* a profité d'une situation de monopole sur la production d'électricité jusqu'en 1994 et d'un réseau très centralisé. *EGAT* reste le principal producteur d'électricité avec 16,1 GW installés, soit 32 % du total (contre 68 % en 2001) mais fait face au grignotage des acteurs privés. **Les IPP (Independent Power Producers), avec 14,9 GW, soit**

<sup>1</sup> Une source d'énergie primaire est une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation

<sup>2</sup> Statistiques de l'EPPO (Energy Policy and Planning Office), Ministère de l'Énergie

<sup>3</sup> Statistiques de l'EPPO (Energy Policy and Planning Office), Ministère de l'Énergie

**35 % de la production (contre 22 % en 2001) gèrent** des centrales électriques au gaz ou au charbon et les SPP (Small Power Producers) et VSPP (Very Small Power Producers), avec 7,5 GW, représentent 18 % de la production (contre 8 % en 2001)<sup>4</sup>. Ces acteurs privés sont sur le créneau renouvelable (20 % des SPP et 98 % des VSPP) ou des unités de cogénération (80 % des SPP et 2 % des VSPP). Les SPP sont encouragés à signer un contrat d'achat d'électricité avec l'EGAT mais peuvent contractualiser avec des industries. Les VSPP sont directement reliés au réseau de distribution.

**Si la production d'électricité est désormais ouverte à la concurrence, la transmission et la distribution restent respectivement le monopole d'EGAT et des deux autorités Metropolitan Energy Authority (29 % de la distribution) et Provincial Electricity Authority (70 %).** Les 1 % restant correspondent aux gros clients directement reliés au réseau de l'EGAT.

Outre la concurrence privée, **EGAT va en outre souffrir du mouvement de décentralisation** permettant aux provinces de disposer de leurs propres capacités électriques.

## II. La Thaïlande se prépare à importer plus de gaz naturel

- 1. En 2017, la consommation thaïlandaise de gaz naturel s'est élevée à 46 millions de tep, en légère baisse (- 0,5 %) par rapport à 2016**, c'est plus de la moitié de la consommation d'énergie primaire. Alors qu'en 2000, la production d'électricité absorbait 82,0 % de la consommation de gaz naturel, ce poste n'en représente plus que 58,0 % en 2017. A l'inverse, la part du gaz naturel destiné à l'industrie est passée de 9,2 % à 15,5 % entre 2000 et 2017. **En 2017, la production thaïlandaise de gaz naturel s'est élevée à 33 millions de tep<sup>5</sup>, elle s'affaiblit depuis 2015** (- 5,5 % en 2015, - 2,2 % en 2016 et - 4,0 % en 2017). La production se concentre pour les deux tiers dans le golfe du Siam (notamment les gisements de Bongkot, et Erawan et la « JDA » (Joint Development Area, zone de développement conjoint entre la Thaïlande et la Malaisie qui fait 13 % de la production).
- 2. Le pays doit donc importer du gaz pour couvrir sa demande interne**, 13 millions de tep en 2017, le montant le plus élevé jamais enregistré (+ 15,4 % par rapport à 2016). Elles proviennent de Birmanie (gisements de Yadana, Yetakun et Zawtika, respectivement 30,9 %, 15,0 % et 16,5 % des importations) et, pour ce qui est du gaz naturel liquéfié (37,6 % des importations<sup>6</sup>), principalement du Qatar, mais aussi d'Australie, d'Indonésie, de Malaisie, du Mozambique et du Nigeria. **La Thaïlande se prépare à importer plus de GNL et la compagnie pétrolière nationale PTT a perdu le monopole d'importation puisque EGAT a obtenu de gérer son propre terminal flottant.** Le pays double les capacités du terminal GNL de Map Ta Phut. Le japonais *Marubeni* et le conglomérat pétrolier et gazier *PTT* ont lancé une étude de faisabilité d'un terminal GNL au port de Laem Chabang. Des projets dans le sud du pays ne sont pas exclus.
- 3. Les entreprises françaises sont relativement présentes, mais en lien avec PTT** qui est désormais la première entreprise du pays. Total est en partenariat avec PTT Exploration & Production depuis 25 ans et vise au renouvellement de sa concession sur le champ de Bongkot notamment. Total fournit également le gaz birman.

*Engie* a une participation de 40 % dans *PTT Natural Gas Distribution*, leader dans la distribution de gaz aux industries. Directement ou par sa filiale *AMATA NGD*, la société vend et distribue près de 40 MMBTU via un réseau de gazoducs dans l'Eastern Economic Corridor au sud-est de Bangkok. Par ailleurs, en juin 2012, *Engie* a signé un accord avec PTT en vue de lui fournir trois cargaisons de GNL.

## III. Le cadre de l'Alternative Energy Development Plan

---

<sup>4</sup> Statistiques EPPO, données EGAT

<sup>5</sup> Statistiques EPPO, en termes d'énergie primaire

<sup>6</sup> Statistiques EPPO, données du DMF et de PTT

1. **La production d'électricité à partir de ressources renouvelables (hors hydroélectricité) se monte à 8,5 % de la production totale en 2017**, 1,5 point de plus qu'en 2016 et 8 points de plus qu'en 2000. La biomasse représente 69,8 % de cette production, le solaire 12,2 %, le biogaz 10,1 %, la valorisation des déchets 3,5 % et l'éolien 1,9 %<sup>7</sup>. Les installations hydrauliques ont produit 4.687 GWh, un chiffre relativement stable depuis 30 ans<sup>8</sup>.

**La capacité installée a atteint 8 700 MW en 2016 soit un doublement par rapport à 2006 du fait d'une augmentation rapide à partir de 2012.** 30,5 % pour les installations hydrauliques de grande envergure, 29,5 % pour la biomasse, 29 % pour le solaire, 4,3 % pour le biogaz, 3,2 % pour l'éolien, 1,9 % pour les installations hydrauliques de petite envergure et 1,5 % pour la valorisation des déchets<sup>9</sup>.

Le solaire offre un potentiel important, (parc solaires flottant expérimental lancé dans la zone industrielle de Map Ta Phut). Les projets de biomasse et de waste-to-energy se multiplient, comme celui assuré par la joint-venture de Suez *Chonburi Clean Energy*. A l'inverse, le potentiel éolien est limité, le potentiel hydraulique est presque nul car les sites sont déjà équipés mais la Thaïlande est un importateur majeur d'hydroélectricité produite au Laos.

2. **L'AEDP 2015-2036 fixe l'objectif d'intégrer au moins 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2036.** Les capacités de production d'électricité devraient passer à 19.635 MW (2036), il faut pour cela **attirer les investissements étrangers dans le secteur des renouvelables.** Le *Board of Investment* a approuvé 113 projets liés aux énergies renouvelables en 2016 et 115 en 2017<sup>10</sup>. **Depuis 2016, la Thaïlande a mis en place un système de feed-in-tariffs<sup>11</sup>** en 3 éléments : un FIT(F) qui est la portion fixe de la rémunération, un FIT(V) qui est une portion variable, seulement pour certaines technologies dont le prix est volatile (biomasse, biogaz, valorisation de déchets) et un FIT Premium pour certains projets selon des critères technologiques ou géographiques.
3. **Le risque principal est un prix de rachat de l'électricité qui peut s'avérer décourageant.** Pour diverses raisons les autorités ne sont pas prêtes à subventionner largement les énergies nouvelles. Le ministère de l'Energie a annoncé que le gouvernement n'apportera pas de soutien supplémentaire aux énergies renouvelables sur 2018-2023 et que les distributeurs nationaux paieront un FIT de 2,4 THB/kWh aux producteurs indépendants, alors que 3 THB/kWh serait le minimum pour atteindre la parité tarifaire. A cela s'ajoutent le dimensionnement des projets (souvent proches de 5 MW) et l'opacité des procédures d'autorisation et de sélection des opérateurs, d'autant plus que la tendance est, depuis 2017, aux appels d'offre « hybrides » (plusieurs ENR) dont la complexité peut décourager les investisseurs étrangers.

Toutefois, alors que le développement des capacités privées individuelles de production d'électricité était bloqué depuis quatre ans, le National Energy Policy Office vient de donner son feu vert à la **mise en place de panneaux sur les toits dont le surplus de production serait vendu au réseau national** ; à court terme ce sont 2000 MW qui seraient concernés. Le conglomérat spécialisé dans l'agro-alimentaire *Charoen Pokphand Foods Plc*, a conclu un accord de rachat d'électricité avec la société *Gunkul Engineering Plc* pour l'installation de panneaux solaires sur une surface de 230.000 m<sup>2</sup> de toitures d'usines (capacité installée de 40 MW).

4. **La présence française est réelle, amenée à se développer** : *Bouygues Thailand* (parcs solaires à Ratchaburi de 8 MW), *EREN RE* (rachetée par *Total*) a marqué de l'intérêt pour la Thaïlande, *Suez* (joint-venture *Chonburi Clean Energy* de 9 MW avec *WHA Utilities & Power Plc* et *Glow Energy Plc*<sup>12</sup>), *WHEIG* (unité de traitement de déchets pour le centre commercial Mega Bangna), *EDF* (40 % des parts de la centrale hydraulique Nam Theum

---

<sup>7</sup> Rapport annuel 2016 du Department of Alternative Energy Development and Efficiency

<sup>8</sup> Statistiques EPPO, données EGAT, PEA, MEA

<sup>9</sup> Statistiques IRENA

<sup>10</sup> Données Board of Investment

<sup>11</sup> Cf annexes

<sup>12</sup> Filiale d'*Engie* rachetée à 69,1 % par *PTT* en juin 2018 pour 100 milliards de THB

2 au Laos, qui exporte 95 % de sa production d'électricité en Thaïlande), *Areva* (livraison d'une centrale biomasse à *U Thong Power Co. Ltd* en 2014)

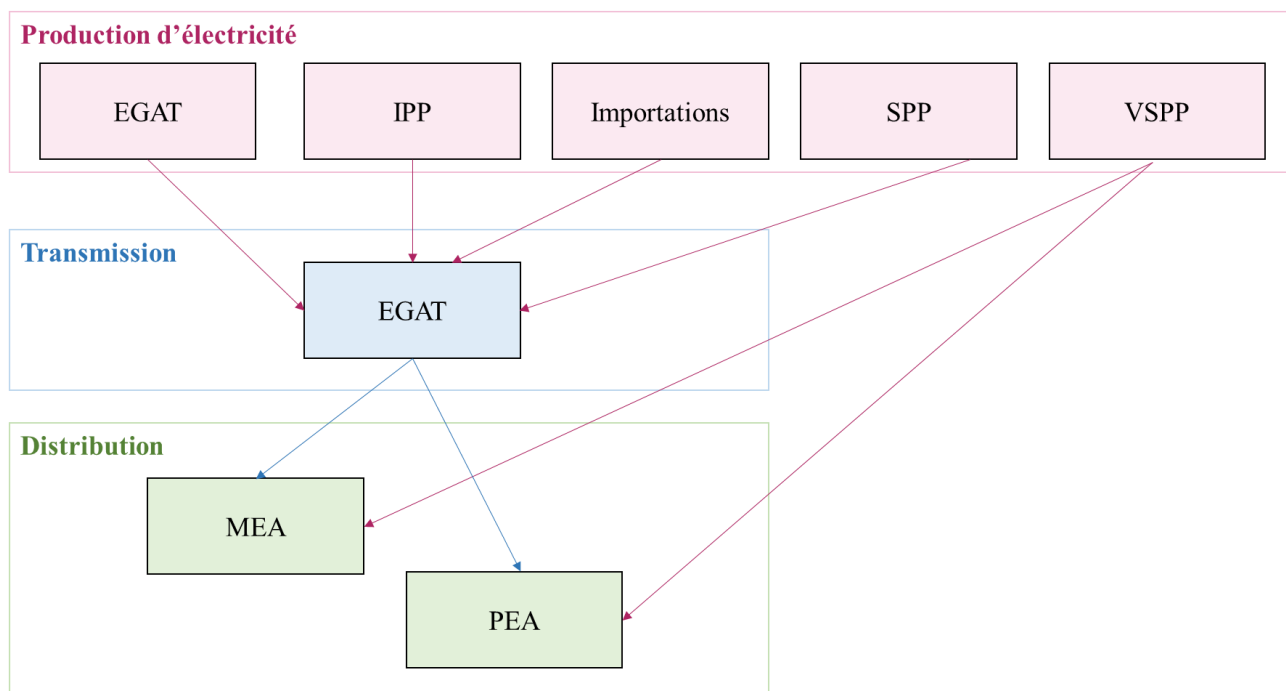
5. **Les entreprises thaïlandaises (le sucrier *Mitr Phol*, *Wind Energy Holding*, *PEA Encom*, *Inter Far East Energy Corporation Plc Co Ltd*, etc) sont nombreuses sur le créneau**, il s'agit aussi bien de petits acteurs spécialisés que de grandes entreprises de l'énergie qui diversifient leur portefeuille au profit des énergies renouvelables. A cet égard, *BCPG*, la division énergies renouvelables du raffineur *Bangchak Corporation Plc* vient d'acquérir *Lomligor Co*, un projet de centrale éolienne.
6. **Les entreprises thaïlandaises de l'énergie investissent à l'étranger** Car le prix d'achat de l'électricité y est parfois supérieur. *B.Grimm Power Plc* a conclu en juin 2018 un partenariat avec un conglomérat vietnamien, *Xuan Cau Group*, pour le développement de la plus grande centrale solaire de l'ASEAN (420 MW). *Impact Electrons Siam* s'est développée au Japon (parcs solaires de 13,7 MW à Hiroshima et de 22 MW à Hokkaido) et au Laos (parc éolien de 600 MW, opérationnel en 2021). *Ratchaburi Electricity Generating Holding Co* possède un parc solaire de 34 MW et un parc éolien de 144 MW en Australie. *BCPG Plc Co Ltd* a également investi aux Philippines en acquérant 40 % de *PetroWind Energy Inc* en 2017.

## Annexe 1 : les principaux plans énergétiques en vigueur en Thaïlande entre 2015 et 2036

Plans énergétiques	Objectif général	Objectifs par secteur		
		Electricité	Chauffage	Transport
EEP	Réduction de l'intensité énergétique de 30 % d'ici 2036 par rapport au niveau de 2010	Economies escomptées : 90 865 GWh / 7 813 ktep soit 15 % des économies	Economies escomptées : 13 673 ktep soit 26 % des économies	Economies escomptées : 30 213 ktep soit 58 % des économies
PDP	En % de la capacité de génération totale en 2015 - en 2036 : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Gaz 64 % - 37 %</li> <li>○ Charbon 20 % - 23 %</li> <li>○ Nucléaire 0 % - 5 % (2035)</li> <li>○ Hydroélectricité importée 7 % - 15 %</li> <li>○ Energie renouvelable 8 % - 20 %</li> </ul>		La chaleur produite par cogénération avec un rendement supérieur à 45 % devrait compter pour 10 %	
AEDP	Les énergies renouvelables devront représenter 30 % de la consommation finale d'électricité en 2036, soit 39 389 ktep	Capacité installée : 19 684 MW dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Solaire photovoltaïque : 6 000 MW</li> <li>○ Eolien : 3 002 MW</li> <li>○ Hydro : 376 MW</li> <li>○ Biomasse : 5 570 MW</li> <li>○ Biogaz : 600 MW</li> <li>○ Valorisation des déchets : 550 MW</li> <li>○ Cultures énergétiques : 680 MW</li> </ul>	Consommation d'énergie finale : 25 088 ktep dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Ordures ménagères : 495 ktep</li> <li>○ Biomasse : 22 100 ktep</li> <li>○ Biogaz : 1 283 ktep</li> <li>○ Chauffage solaire : 1 200 ktep</li> <li>○ Autres : 10 ktep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Bioéthanol : 11,3 millions de litres par jour</li> <li>○ Biodiesel : 14 millions de litres par jour</li> <li>○ Pyrolyse : 0,53 million de litres par jour</li> <li>○ Biocarburants comprimés : 4 800 tonnes par jour</li> <li>○ Autres : 10 ktep</li> </ul>

Source : Rapport *Renewable Energy Outlook Thailand*, IRENA, 2017

## Annexe 2 : la chaîne de valeur de la filière électrique



EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand ; MEA : Metropolitan Electricity Authority ; PEA : Province Electricity Authority.

### Annexe 3 : feed-in-tariffs en place en janvier 2018

(1 € = 40 THB)	FiT(F) THB/kWh	FiT (V2017) THB/kWh	Total calculated FiT THB/kWh	Period of support Years	FiT Premium	
					For Bio-Energy (8 years) THB/kWh	Southern Provinces <sup>2</sup> (project lifetime) THB/kWh
<b>1. Industrial Waste</b>						
Existing WTE plants <sup>1</sup>	2.39	2.69	5.08	20	0.70	0.50
New WTE plants	2.39	2.69	6.08	20	0.70	0.50
New WTE plants using plasma technology	2.39	2.69	6.08	20	1.70	0.50
<b>2. Municipal Solid Waste, MSW (e.g. incineration, gasification)</b>						
Capacity ≤ 1 MW	3.13	3.21	6.34	20	0.70	0.50
Capacity > 1-3MW	2.61	3.21	5.82	20	0.70	0.50
Capacity > 3 MW	2.39	2.69	5.08	20	0.70	0.50
<b>3. Waste (landfill gas)</b>						
	5.60	-	5.60	10	-	0.50
<b>4. Biomass</b>						
Capacity ≤ 1MW	3.13	2.21	5.34	20	0.50	0.50
Capacity > 1 to 3MW	2.61	2.21	4.82	20	0.40	0.50
Capacity > 3MW	2.39	1.85	4.24	20	0.30	0.50
<b>5. Biogas (from wastewater / waste products)</b>						
	3.76	-	3.76	20	0.50	0.50
<b>6. Biogas (from energy crops)</b>						
	2.79	2.55	5.34	20	0.50	0.50
<b>7. Hydro power</b>						
Capacity ≤ 200 kW	4.90	-	4.90	20	-	0.50
<b>8. Wind power</b>						
	6.06	-	6.06	20	-	0.50

	FiT /kWh	Period of support Years	FiT Premium Southern Provinces <sup>1</sup> /kWh
<b>1. Ground Mounted ( 2016)</b> (Agro-solar scheme Phase 2)	4.12 THB (11.09 €Cent)	20	0.50 THB (1.35 €Cent)
<b>2. Solar Rooftop (2015)</b>			
Residential Rooftop (0-10 kW)	6.85 THB (18.44 €Cent)	20	-
Commercial Rooftop (10-250 kW)	6.40 THB (17.23 €Cent)	20	-
Commercial Rooftop (250-1000 kW)	6.01 THB (16.19 €Cent)	20	-

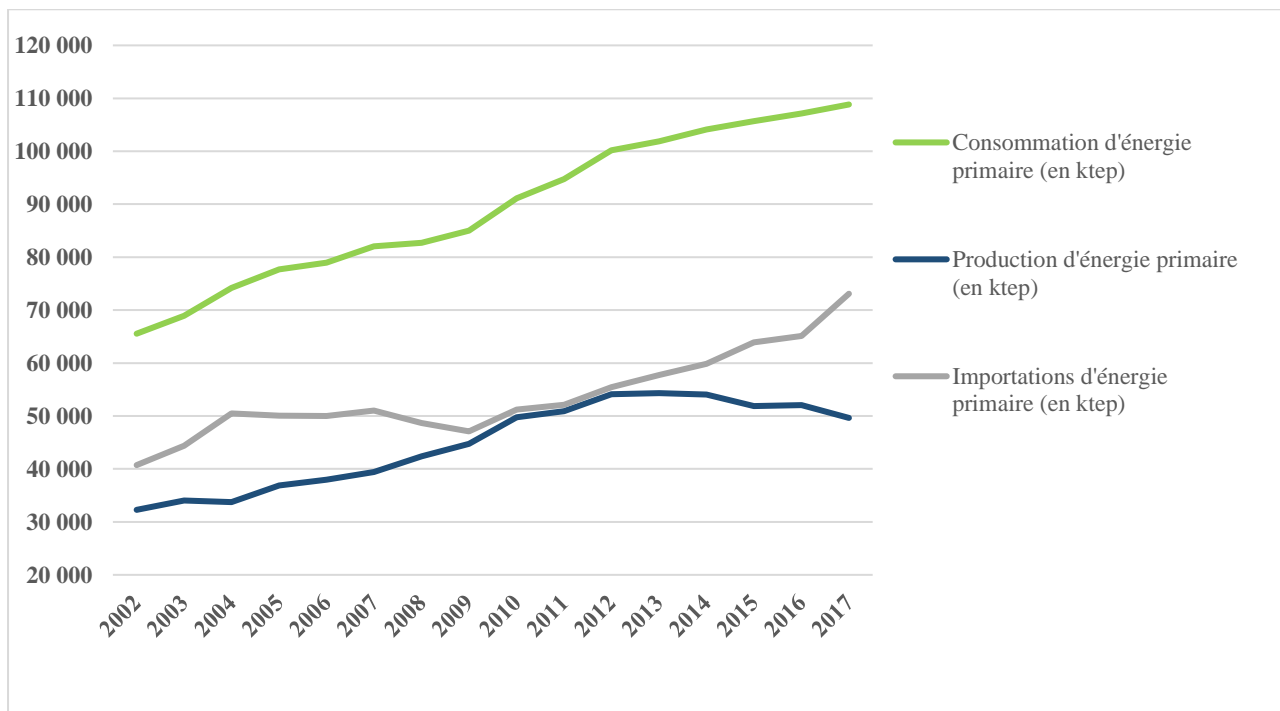
Source : GIZ, Thailand renewable energy policy paper & Thailand Solar PV policy paper, 2018

### Annexe 4 : producteurs d'électricité côtés au Stock Exchange of Thailand

	Capitalisation boursière (en milliards de THB)	Prix de la semaine précédente (en THB)	Actifs (en milliards de THB)	Capacité opérationnelle (en MW)	Objectif de capacité (en MW)
BGRIM	62,826	24,10	89015	1 780	5 000 en 2022
BPP	74,140	24,30	49,168	2 160	4 300 en 2025
CKP	30,66	4,16	60,00	875	5 000 en 2025
EGCO	124,77	237,00	207,531	4 260	4 800 en 2020
GLOW	134,583	92,00	107,104	2 891	N/A
GPSC	110,125	73,50	62,062	1 530	1 922 en 2020
GULF	146,664	68,75	105,871	2 120	6 330 en 2024
RATCH	124,772	52,00	75,40	6 624	8 250 en 2022

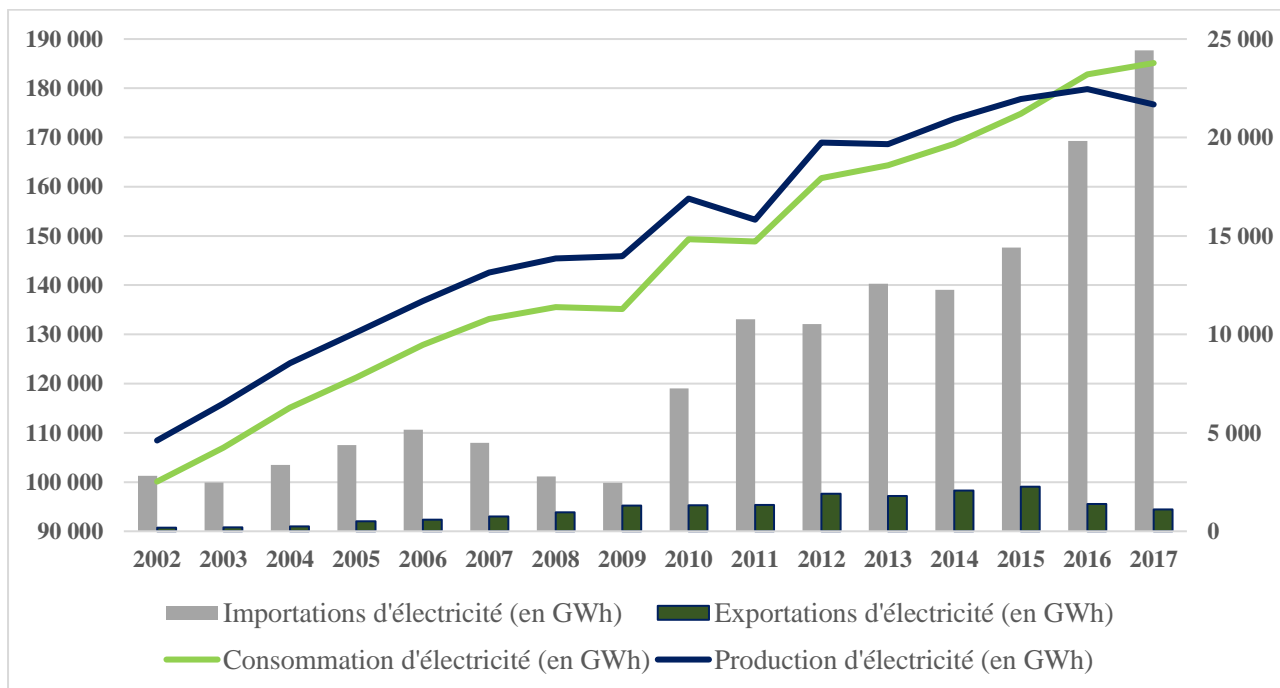
Source : Bangkok Post, 19 juin 2018

**Annexe 5 : évolution de la consommation, de la production et des importations d'énergie primaire**



Source : EPPO

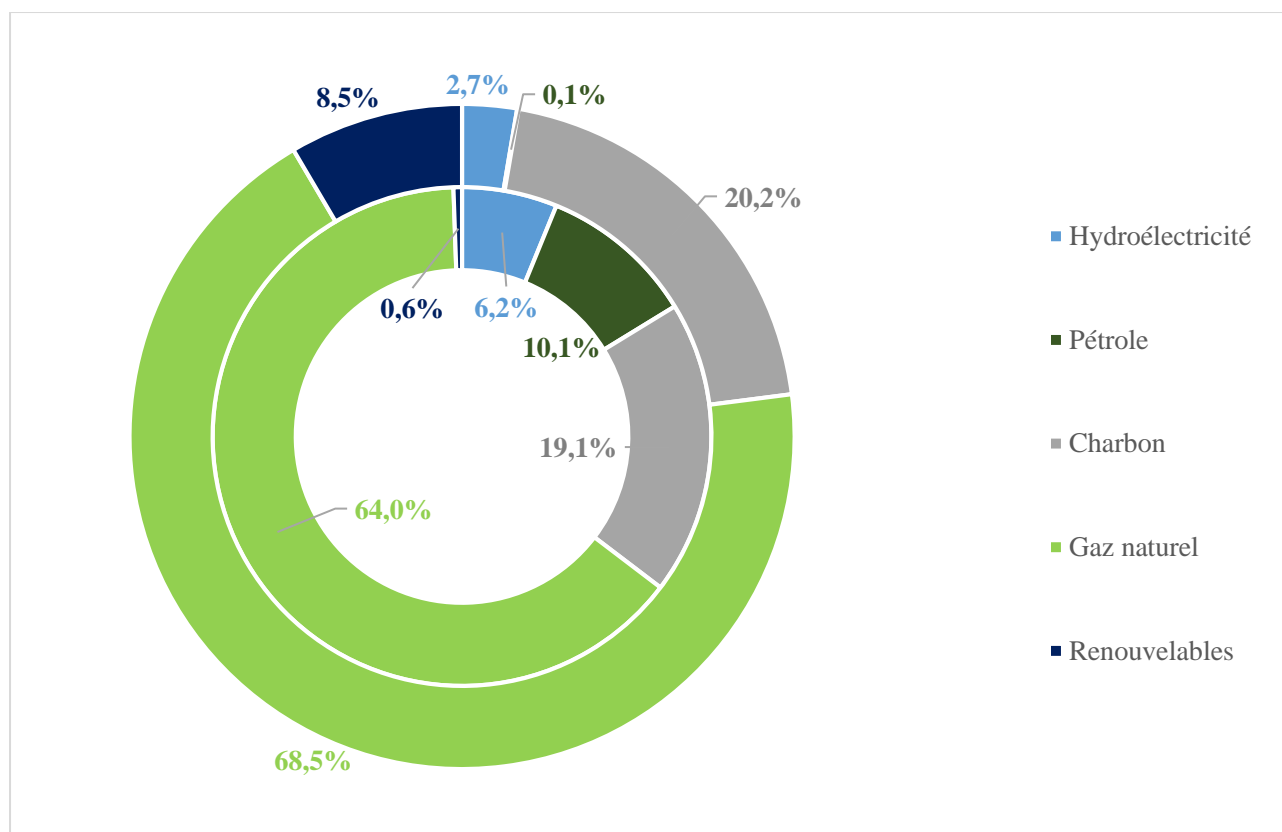
**Annexe 6 : évolution de la consommation, de la production, des importations et des exportations d'électricité**



Source : EPPO

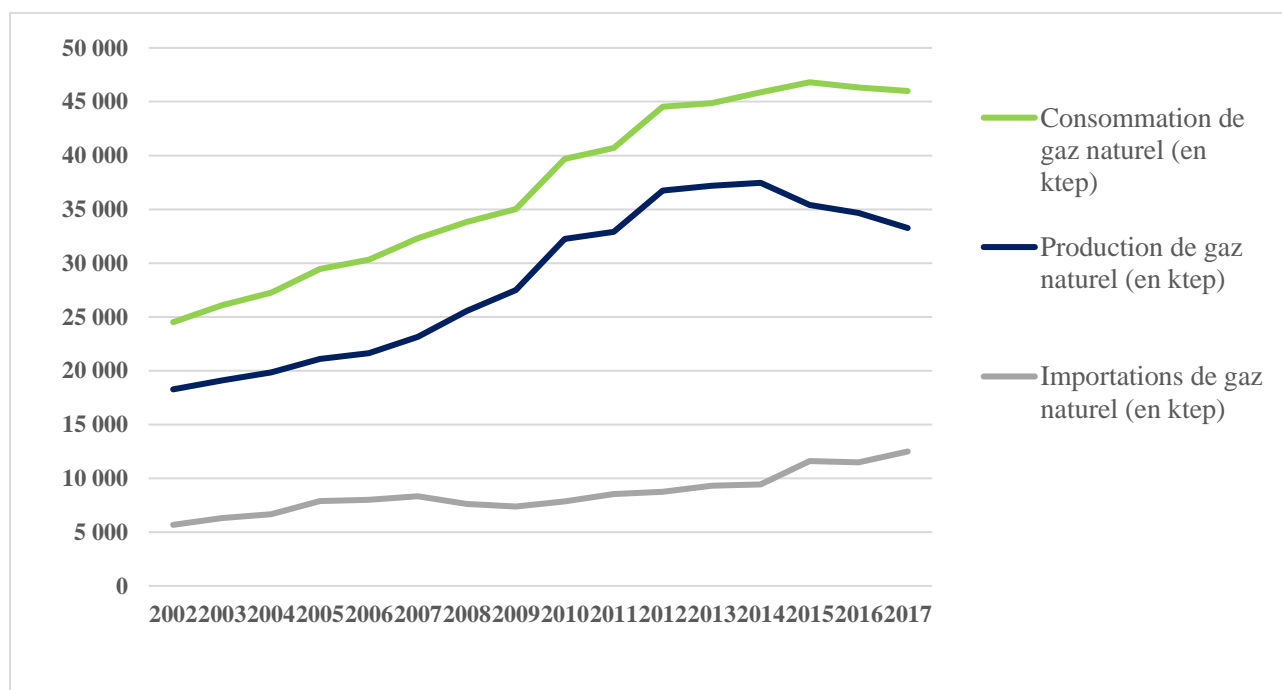


**Annexe 7 : évolution de la part des ressources pour la production d'électricité entre 2000 (cercle intérieur) et 2017 (cercle extérieur)**



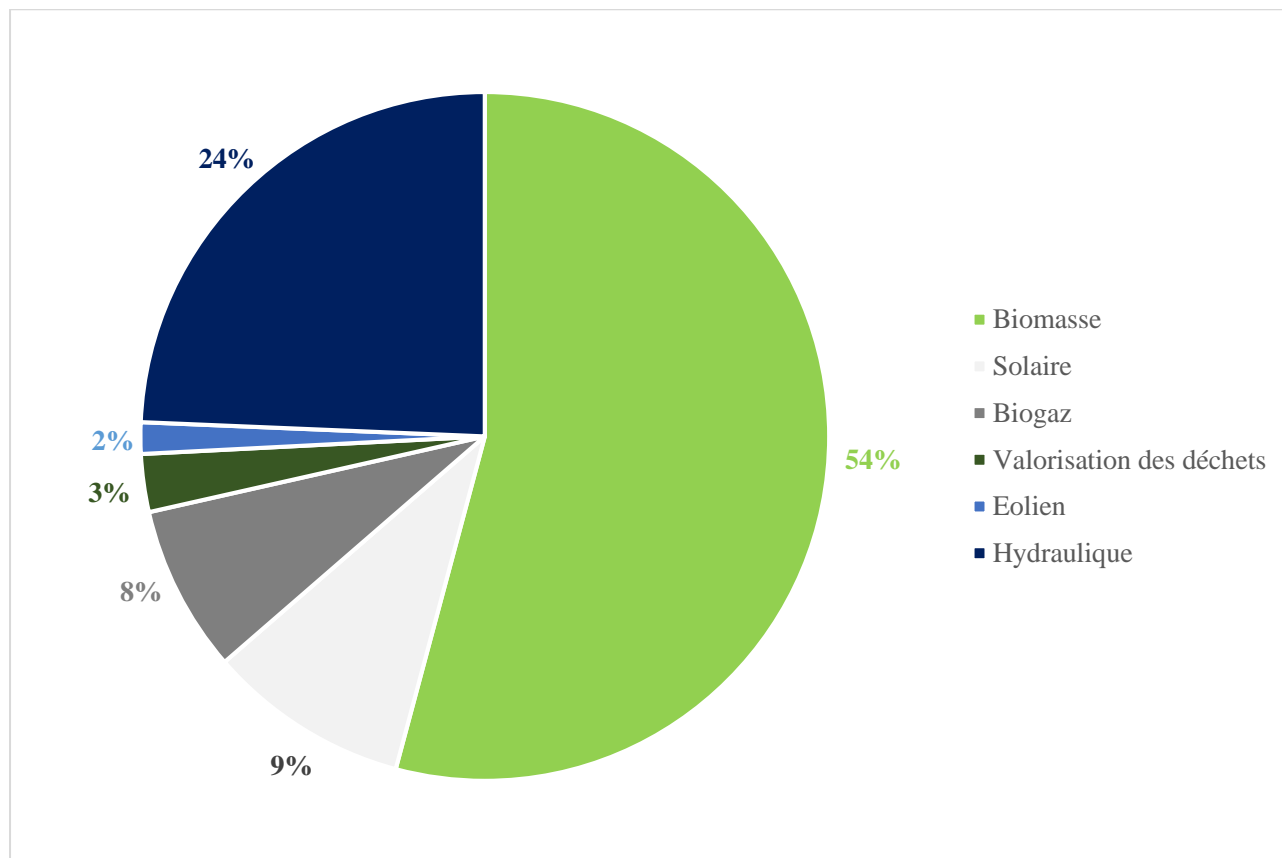
Source : EPPO

**Annexe 8 : évolution de la consommation, de la production et des importations de gaz naturel**



Source : EPPO

**Annexe 9 : part des différentes ressources dans la production d'énergies renouvelables**



Source : IRENA