

L'énergie au Brésil 2009-2019

Jean-Marie Martin-Amouroux*

En novembre-décembre 2009, alors que s'achevait l'année France-Brazil, La Revue de l'Énergie publiait un numéro spécial (n° 592) «L'énergie au Brésil». Dans ce cadre, une dizaine d'universitaires et de professionnels brésiliens avaient choisi d'examiner quelques questions très débattues dans leur pays, au premier rang desquelles le rôle du nucléaire, l'expérience du bioéthanol, la «surprise pétrolière» que constituaient les grandes découvertes du pré-sal, l'évolution institutionnelle des industries de l'énergie et la place du Brésil dans la géopolitique mondiale. Qu'en est-il, dix ans plus tard, de ces grandes questions?

Avec la fin de la première décennie du XXI^e siècle, s'achève le mandat de Luiz Inacio Lula da Silva qui, à la tête du Partido dos Trabalhadores (PT), préside aux destinées du Brésil depuis 2002. Au cours de son mandat, plusieurs événements ont affecté les industries brésiliennes de l'énergie : certains, malheureux, comme la fragilisation du système électrique accentuée par la grave crise de 2001 ; d'autres, heureux, comme le coup de fouet donné à l'industrie du bioéthanol par le lancement en 2003 des véhicules *flex-fuel*, ou l'annonce par Petrobras en 2007 de la découverte des vastes gisements d'hydrocarbures dits *pré-sal* au large des côtes de São Paulo et de Rio de Janeiro.

Quelles sont les relations entre ces événements et la libéralisation des industries de l'énergie sous la présidence de Fernando Henrique Cardoso au cours des années 1990 ? Les privatisations des entreprises électriques, Eletrobras mise à part, ont-elles affaibli un système de production très majoritairement hydraulique, en le privant des réservoirs qui lui auraient permis de résister à une sécheresse exceptionnelle ? Sa consolidation passe-t-elle par la relance d'un

programme nucléaire à l'initiative des pouvoirs publics ? Les succès de l'exploration pétrolière sous la houlette de Petrobras ne prouvent-ils pas que cette industrie doit demeurer totalement publique ? N'est-il pas urgent de réformer les institutions pour redonner à la planification le pas sur le marché, incapable de garantir la sécurité d'approvisionnement ?

1. Vue d'ensemble des grandes évolutions énergétiques du Brésil

Entre 2009 et 2018, la population brésilienne a crû de 195 à 210 millions d'habitants (0,83 %) parallèlement à un PIB grimant de 2607 à 2925 milliards de dollars en valeur constante 2010 (1,3 %), soit un taux sensiblement moindre que celui de la période 1990-2009 (2,9 %), du fait de la crise qui l'a fait chuter en 2015 et 2016. Au cours de cette période, l'offre d'énergie primaire et la production d'électricité (Tableaux 1 et 2) ont bénéficié de rythmes un peu plus élevés (1,9 et 2,6 %), mais inégalement répartis entre les sources d'énergie et les filières de production.

* Encyclopédie de l'Énergie (cf. biographies p.75-76).

	2009 (Mtep)	%	2018 (Mtep)	%	Tcam (%)
Pétrole	97,7	40,2	99,7	34,6	0,2
Gaz naturel	21,3	8,8	35,9	12,4	6,0
Charbon	11,1	4,6	16,6	5,7	4,6
Hydraulique	37,0	15,2	36,4	12,6	- 0,2
Nucléaire	3,4	1,4	4,2	1,5	2,4
Biomasse	68,5	28,2	74,3	25,8	0,9
Éolien	0,1	-	4,3	1,5	5,2
Solaire	-	-	0,3	-	-
Divers	3,9	1,6	17,0	5,9	52,0
Total	243,0	100,0	288,7	100,0	1,9

Tableau 1. Évolution de l'offre d'énergie primaire 2009-2018

Source : Balanço energetico nacional 2019. Oferta interna

	2009 (TWh)	%	2018 (TWh)	%	Tcam (%)
Pétrole	14,4	3,2	12,5	2,0	- 2,6
Gaz naturel	13,6	3,0	54,6	7,8	14,4
Charbon	9,8	2,1	23,3	3,7	9,2
Hydraulique	391,0	83,8	389,0	65,7	- 0,1
Nucléaire	12,9	2,8	15,7	2,7	2,3
Biomasse	22,6	4,7	53,9	9,7	11,2
Éolien	1,2	0,4	48,5	7,6	41,0
Solaire			3,5	0,8	
Total	465,5	100,0	601,0	100,0	2,6

Tableau 2. Évolution de la production brute d'électricité 2009-2018

Source : Enerdata

Le passage à la consommation s'effectue par adjonction des importations et soustraction des pertes.

Les hydrocarbures contribuent toujours à près de la moitié de l'offre primaire pour des raisons tenant à la croissance de la demande des transport plus rapide que celle des autres secteurs, mais aussi à des disponibilités domestiques plus abondantes, notamment sous la forme de gaz naturel. Dans l'autre moitié, les

grands gagnants sont la biomasse destinée à la production de biocarburants et d'électricité, via la bagasse, ainsi que les sources renouvelables intermittentes, éolienne et solaire [1]. La perdante est l'hydroélectricité dont la production stagne, d'où son recul dans les bilans des sources primaires et de l'électricité.

2. De brillantes perspectives pétrolières d'ici 2030

La volonté d'échapper à la dépendance des importations de pétrole est une constante de la politique brésilienne et de l'action de Petrobras, l'une et l'autre toujours en échec jusqu'au milieu de la décennie 1970. Dans le contexte de la forte hausse des prix internationaux des années suivantes, Petrobras avait accru ses réserves prouvées d'environ 70 %, parallèlement aux découvertes des compagnies privées intervenant sous le régime des contrats de partage de production institué entre 1975 et 1988.

Toutes ces avancées ne suffisant pas à satisfaire une demande en forte hausse au cours des années 1990, un nouveau statut de l'industrie pétrolière est donc défini par la loi n° 9478 de 1997 qui charge l'Agence nationale du Pétrole (ANP) d'organiser la mise aux enchères de blocs d'exploration de pétrole et de gaz [2]. Résultat du changement institutionnel, plus de 70 entreprises privées investissent dans l'exploration-production, mais c'est Petrobras qui, bien qu'ayant perdu son statut monopolistique sur certaines zones, accroît considérablement ses réserves parmi lesquelles le pétrole du *pré-sal* [3].

Découverts en *offshore* très profond (6000 m), ces gisements constituent une « surprise pétrolière » qui provoque un vif débat dans lequel s'affrontent :

- ceux qui, jugeant que le statut de 1997 a procuré à l'État des rentes substantielles, proposent de le conserver et de l'étendre aux nouveaux bassins moyennant des contrats de concession attribués par l'ANP ;

- ceux qui, pensant que les enjeux du *pré-sal* sont trop importants pour échapper à un contrôle plus strict de l'État fédéral, défendent un projet dans lequel Petrobras est l'opérateur unique sur tous les gisements de *pré-sal* et dans les régions stratégiques, ce sous le contrôle d'une nouvelle compagnie, Petrosal, détenue à 100 % par l'État et chargée de surveiller l'exécution des contrats [4].

Sous la pression de Petrobras qui a « joué toutes ses cartes » en faveur de ce second projet, une nouvelle loi est adoptée en 2010. Outre la création de Petrosal, elle attribue à Petrobras une réserve de 5 milliards de barils sans licence en échange d'une part accrue de l'État dans son capital ainsi que la création d'un fonds de développement pour gérer les revenus de leur exploitation et la mise en place, pour le reste des réserves, d'un nouveau système de contrats de partage de production dont Petrobras est l'unique opérateur avec une part minimum de 30 % dans chaque projet.

Quels ont été les effets de ces changements statutaires sur l'évolution de la production pétrolière et gazière depuis 2008 ? Dans son plan d'affaires, Petrobras tablait, à l'horizon 2020, sur une production pétrolière de 3,9 Mbj (+ 6 % par an), dont 35,6 % issue du *pré-sal* en fin de période, ainsi que sur une production de gaz naturel de 1,12 Mbj (+ 9 % par an). Les deux productions ont bien évolué dans le sens anticipé, mais les rythmes de croissance n'ont pas été aussi élevés que prévu. Si les 2,68 Mbj de 2018 atteignent 3,2 en 2020, selon le nouveau plan de Petrobras, le taux de croissance n'aura pas dépassé 4,0 %. En revanche, les 50 % en provenance du *pré-sal* devraient être plus élevés que les 35 % anticipés.

Au total, les dix années écoulées depuis 2009 ont incontestablement permis au Brésil d'avancer sur le chemin de l'indépendance pétrolière puisqu'en 2016 le Brésil a extrait de son sous-sol plus de pétrole qu'il n'en a consommé. À cette date, il n'était cependant pas devenu la superpuissance pétrolière justifiant, en septembre 2008, l'offre iranienne de devenir membre de l'OPEP [5]. Parmi les causes de ce relatif échec, un probable excès de confiance de Petrobras dans sa capacité de conduire seule le développement du *pré-sal* qui constitue désormais 80 % des 13 Gt de réserves prouvées. Dès 2014, le scandale des pots de vin cause de lourdes pertes à la grande compagnie publique qui, déjà très endettée, doit lancer des plans de cession d'actifs en 2016. Pour compenser des financements devenus

impossibles, le gouvernement fait voter, cette même année, une loi favorisant les investissements étrangers dans l'exploration de l'*offshore*. Petrobras n'en est plus l'opérateur obligatoire mais simplement l'opérateur préférentiel sous la responsabilité de l'ANP autorisée depuis 2015 à organiser plusieurs appels d'offres. Celui du 7 octobre 2015 a été un fiasco, mais, suite à de nouveaux changements institutionnels, ceux de 2017 et 2018 ont été beaucoup mieux réussis [6]. Celui du 6 novembre 2019 ouvre même la perspective d'une production de 5,5 Mbj en 2029 [7], ce qui ferait du Brésil le cinquième producteur mondial en 2030.

3. Vers un système électrique plus résilient

Alimenté à 80 % par de l'hydroélectricité, le système électrique brésilien est soumis à un risque hydrologique lorsque le volume disponible des réservoirs n'augmente plus au même rythme que les capacités installées, ce qui a été le cas au cours des années 1990 [8]. La sécheresse exceptionnelle de l'année 2001 a fait le reste : à compter du 1^{er} juin, les Brésiliens ont été contraints de réduire leur consommation de 20 % et étaient même menacés de ne devoir travailler que quatre jours par semaine.

Pour éviter que pareille mésaventure ne se reproduise, le système devrait être diversifié par du thermique nucléaire, juge-t-on en 2009. La première étape consisterait à terminer la centrale Amiral Alvaro Alberto en ajoutant aux deux tranches en activité (Angra 1 et Angra 2, soit 2 GW) une troisième (Angra 3, soit 1,4 GW). Au cours de l'étape suivante, de 2016 à 2030, 6 GW supplémentaires seraient construits principalement dans le Nordeste. Toutes ces capacités de production supplémentaires devraient être prolongées par de nouvelles lignes de transport indispensables pour éviter la coupure géante de 2009, suite à un accident sur les lignes à haute tension en provenance d'Itaipu.

Quel cadre institutionnel pour réaliser une telle masse d'investissements? Plus radicale que pour l'industrie pétrolière, la libéralisation de l'industrie électrique des années 1990 «a pris la forme d'une privatisation partielle des actifs et, principalement, d'une réduction radicale de l'investissement de l'État» [9]. Après la loi de 1993 qui avait libéré les prix, la loi de 1995 avait créé des producteurs d'énergie indépendants (PEI) puis mis en place l'Agence Nationale de l'Énergie Électrique (ANEEL) chargée de la création d'un marché de gros. Les incertitudes et les risques associés à ces changements institutionnels ont dissuadé les investisseurs et fragilisé tout le système électrique.

Pour y remédier, le processus de privatisation a été suspendu et une nouvelle loi sur l'électricité votée en juillet 2004. À travers la création de deux marchés, libre et régulé, ou la séparation des secteurs de production et de distribution, la nouvelle organisation s'efforce «de remplacer la compétition opérationnelle sur le marché par la compétition pour les investissements» de façon à augmenter les capacités de production. Ce nouveau cadre législatif a favorisé l'extension du parc thermoélectrique charbon et gaz naturel ainsi que l'essor de l'éolien et du solaire PV, mais il n'a pas permis le redémarrage du nucléaire car le chantier d'Angra 3, repris en 2013, a de nouveau été interrompu en 2015. En outre, la construction de grands aménagements hydroélectriques s'est poursuivie, mais a été de plus en plus menacée, comme à Belo Monte (11 GW), par des normes environnementales plus sévères.

Pour relancer les investissements électriques, les présidents qui ont succédé à Dilma Roussel en 2016 se sont empressés de tourner le dos à la loi de 2004. Dès août 2017, Michel Temer annonce la prochaine cession des 63 % de parts que possède l'État fédéral dans Eletrobras, à l'exception d'Eletronuclear et d'Itaipu, annonce confirmée deux ans plus tard par Jair Bolsonaro.

4. Une conquête du marché mondial de l'éthanol remplie d'embûches

Derrière les hydrocarbures et l'hydroélectricité, la troisième grande source d'énergie du Brésil est la biomasse, constituée de bois de feu et surtout de canne à sucre : sa bagasse est un combustible appréciable et son sucre la source du bioéthanol dont la production a pris son essor au lendemain du premier choc pétrolier de 1973, sous l'impulsion du Plan Pro-alcool [10]. Le résultat avait dépassé toutes les espérances avec une production de 11,7 milliards de litres (Gl) en 1985, mais la baisse ultérieure des prix internationaux du pétrole avait affecté gravement la production d'éthanol qui ne reprendra son essor qu'après 2000 avec la remontée des prix pétroliers et le lancement des véhicules *flex-fuel* permettant de choisir entre du bioéthanol hydraté ou de l'essence contenant 25 % de bioéthanol anhydre.

En 2009, la demande des 33 millions de véhicules qui roulent avec de l'éthanol tire une industrie qui produit 18 Gl extraits de la canne à sucre, ce qui fait du Brésil le deuxième producteur dans le monde, derrière les États-Unis avec 35 Gl extraits du maïs. Cette croissance est soutenue par l'extension des surfaces cultivées ainsi que la forte hausse de la productivité des planteurs de cannes (tonnes/ha) et des usines qui en extraient l'éthanol (litres/tonne). Sauf effondrement des prix pétroliers, la demande brésilienne devrait continuer à croître mais pas à un rythme suffisant pour absorber l'augmentation attendue de l'offre. Au-delà de ses exportations, notamment vers l'Europe dont 30 % de la consommation de biocarburants proviennent déjà du Brésil [11], la formation d'un marché mondial alimenté par les producteurs du «tropique humide» est donc souhaitée. En a-t-il été bien ainsi au cours de la décennie 2010?

En dépit de l'essor de la production de biodiesel, extrait pour les trois quarts d'huile de soja, la production de biocarburants n'a pas poursuivi sa croissance et n'a pas dépassé 11,3 Gl en 2012. En cause, une crise de son industrie, victime du blocage des prix des carburants

jusqu'en 2013, d'un surendettement et de trois récoltes calamiteuses.

Stimulée par l'élévation à 27 % du taux d'éthanol dans l'essence, la demande domestique n'a pu être satisfaite en 2015 que moyennant des importations d'éthanol depuis les États-Unis. Le rêve caressé en 2009 d'une prédominance du Brésil sur un marché mondial en expansion s'éloignait donc.

L'espoir renaît avec le relèvement des prix du sucre en 2016 qui pousse la production jusqu'à 26 Gl en 2017. En outre, suite à l'engagement brésilien dans l'accord de Paris de réduire de 43 % les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030 (base 2005), le gouvernement de Michel Temer lance en 2018 le Programme Renova Bio. Appuyé sur la mise en place d'un marché de quotas, à partir de 2020, il devrait porter à 40 Gl la production brésilienne de biocarburants en 2030. Cette perspective est cependant toujours débattue au nom d'une possible concurrence entre productions de biocarburants et d'aliments sur fond de menaces de déforestation.

Brève conclusion

L'évolution du système énergétique brésilien depuis 2009 est toute en demi-teinte :

- d'un côté, une croissance de l'offre très inférieure aux anticipations des années 2000 et des investissements insuffisants notamment dans le transport de l'électricité et du gaz, ce pour des raisons de crise économique et d'instabilité institutionnelle [12];
- de l'autre, une dépendance extérieure éliminée par l'essor de la production d'hydrocarbures, une diversification de la structure de l'offre d'énergie par l'essor du gaz naturel et des nouvelles sources renouvelables, éolien et solaire, qui consolident un bilan énergétique proche de 50 % de renouvelables, faible émetteur de CO₂ par habitant (50 % au-dessous de la moyenne mondiale).

RÉFÉRENCES

- [1] Verdesio Juan José (2018). O mercado da energia solar no Brasil. www.encyclopedie-energie.org.
- [2] De Medeiros Costa Hirdan Katarina et Moutinho Dos Santos Edmilson (2009). La «surprise pétrolière» au Brésil et son contexte de changement stratégique, institutionnel et légal. *La Revue de l'Énergie*, n° 592, pp. 387-397.
- [3] De Almeida Edmar et Queiroz Pinto Jr Helder (2009). L'évolution du cadre institutionnel des industries brésiliennes de l'énergie. *La Revue de l'Énergie*, op. cit, pp. 398-404.
- [4] Pinto Helder Queiroz (2016). A descoberta do pré-sal e as mudancas do marco regulatorio da industria brasileira do petroleo. www.encyclopedie-energie.org
- [5] Rousseau Isabelle (2009). La nouvelle place du Brésil dans la géopolitique de l'énergie. *La Revue de l'Énergie*, n° 592, pp. 405-409.
- [6] Braga Luciana (2018). Oil in Brazil: evolution of exploration and production. www.encyclopedie-energie.org
- [7] Brazil upstream bid rounds – evolve to grow: Brazil to become a top 5 oil producer by 2030? / Claudio Steuer, Oxford Institute for Energy Studies, Dec. 2019, 12 p. (Oxford Energy Comment). <https://www.oxfordenergy.org/publications/brazil-upstream-bid-rounds-evolve-to-grow-brazil-to-become-a-top-5-oil-producer-by-2030/?v=11aedd0e4327>
- [8] Pinheiro da Silva Othon et Dos Santos Guimaraes Leonam (2009). Le rôle du nucléaire dans le système électrique brésilien. *La Revue de l'Énergie*, n° 592, pp. 367-374.
- [9] De Almeida Edmar et Queiroz Pinto Jr Helder (2009). L'évolution, op. cit, p. 399.
- [10] Poppe Marcelo et Horta Nogueira Luiz A. (2009). Le bioéthanol : de l'expérience brésilienne à la formation du marché global. *La Revue de l'Énergie*, n° 592, pp. 375-385.
- [11] Rousseau Isabelle (2009). La nouvelle place, op. cit, p. 409.
- [12] Dénoncée dès 2009, à travers la nouvelle législation pétrolière : «cette menace étant réelle au Brésil, compte tenu de la structure politique actuelle avec une démocratie peu consolidée et une corruption encore très présente et difficile à combattre». De Medeiros Costa Hirdan Katarina et Moutinho Dos Santos Edmilson (2009). La «surprise pétrolière», op. cit, p. 395.