

Lettre Europe du Sud-Est

Avril - Septembre 2019 – Lettre n°55

Sommaire

Le Cadre d'Investissement dans les Balkans Occidentaux (CIBO) : une plate-forme opérationnelle de soutien au développement régional

L'économie informelle des pays de la région Danube Balkans..... 2

Le secteur de l'électricité dans la région Danube Balkans :..... 8

Le Cadre d'investissement en faveur des Balkans occidentaux (CIBO - WBIF¹ en anglais) réunit la Commission européenne (la DG *Near* en assure le Secrétariat), les IFIs -Banque européenne d'investissement (BEI), Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD), Banque de développement du Conseil de l'Europe (CEB), Banque Mondiale (BM)- ainsi qu'une vingtaine de donateurs bilatéraux dont la KfW, et l'AFD depuis janvier 2019.

Le CIBO est une plateforme qui permet de mutualiser les ressources publiques disponibles, non seulement sous forme de subventions (les fonds IPA), de prêts, de garanties, mais aussi d'assistance technique. Depuis le 1^{er} janvier 2016, le CIBO peut intervenir en co-financement de projets.

Le CIBO est devenu, depuis 2014, l'outil de la Commission européenne pour le financement des projets prioritaires identifiés dans le cadre du « processus de Berlin » sur les Balkans Occidentaux. A ce titre, le CIBO soutient l'**agenda de connectivité** qui porte sur des projets concrets de mise à niveau des infrastructures de transport, d'énergie (y compris efficacité énergétique) et, bientôt, d'infrastructures numériques. 39 projets de connectivité, (https://wbif.eu/storage/app/media/Library/6.%20Connectivity%20Agenda/connectivity_agenda_brochure.pdf), (hors 8 projets dans le secteur de l'environnement) ont déjà été validés pour un montant total de 3,5 Mds EUR dont 795 M EUR de subventions communautaires. Ces projets concernent, à ce stade, essentiellement des interconnexions ferroviaires, des corridors routiers, des interconnexions électriques et gazières.

Chaque pays des Balkans occidentaux a créé un comité national d'investissements qui alimente à échéance régulière un *pipeline* de projets (demande d'assistance technique ou de co-investissement). Dans les faits, ces différents projets sont largement discutés localement **en amont** avec les principaux bailleurs qui intègrent une contribution du CIBO dans leur montage financier global, soit pour de l'assistance technique (via l'*IPF* voir infra), soit en co-investissement.

Le CIBO repose sur 4 grands mécanismes

(<https://www.wbif.eu/storage/app/media/Library/1.%20Governance/2.%20WBIF-Guide-Final-Nov18.pdf>) :

- le mécanisme conjoint de subvention : le *Joint Grant Facility (JGF)*' ;
- le mécanisme conjoint de prêt : le *Joint Lending Facility (JLF)* ;
- le Fonds destiné à financer des études et de l'assistance technique : l'*Infrastructure Project Facility (IPF)* ;
- **un outil de garantie destiné aux ETI-PME** : l'*Enterprise Development and Innovation Facility (EDIF)* : <http://www.wbedif.eu/about-wbedif/http://www.wbedif.eu/about-wbedif/>.

La combinaison entre dons et prêts facilite les étapes de préparation de projets, sachant que les études de faisabilité préparatoires à la construction des infrastructures représentent elles-mêmes de lourds investissements, dont la réalisation peut prendre de trois à six ans. Suite au Sommet de Sofia en mai 2018, une enveloppe de 30 M EUR a ainsi été allouée à un projet régional d'études préparatoires aux infrastructures *broadband*. A souligner aussi l'objectif d'assurer une bonne coordination entre le CIBO et l'Instrument de Pré Adhésion IPA III (2021-2027).

Le Pôle Entreprises et Coopération (<https://ue.delegfrance.org/pole-entreprises-et-cooperation-2810>) de notre Représentation Permanente à Bruxelles diffuse l'information sur les projets approuvés lors des comités de pilotage du CIBO, sur son espace-projet (<https://www.tresor.economie.gouv.fr/EspaceProjetsPEC/inscription>)² et via sa lettre bimestrielle qui reprend une courte présentation des projets approuvés. N'hésitez pas à le contacter (courrier.bruxelles-dfra@diplomatie.gouv.fr). Bonne rentrée !

Florence Dobelle, *Cheffe du Service Economique Régional de Sofia*

¹ WBIF : Western Balkans Investment Framework, créée en 2009 et constamment consolidé depuis.

² Site internet hébergeant une base de données dédiée au financement d'aide extérieure de l'UE accessible sur abonnement par les opérateurs français.

Rédacteurs : SER de Sofia

1/. La difficile mesure de l'économie informelle

Économie souterraine, économie grise, économie non-observée : autant de termes qui désignent peu ou prou une même réalité économique. De manière générale, sans définition internationale unanimement acceptée, l'économie informelle recouvre plusieurs pans de l'activité économique :

- La production « cachée » qui consiste en la production de biens ou de services légaux mais qui échappent aux autorités, le plus souvent pour des raisons de taxation (fraude à la TVA).
- La production de produits illégaux ou par des méthodes illégales (drogue, taxi sans licence).
- La production du secteur informel : activités économiques non comptabilisées ou produites par des entités non enregistrées (petits travaux réalisés par une personne à son compte).

Selon la définition du FMI³, l'économie informelle désigne **le spectre de l'économie légale non-observée, c'est-à-dire la production de biens et services ayant une valeur marchande, non compris dans les données officielles de la comptabilité nationale mais qui devrait normalement y figurer⁴.**

A partir de leurs estimations et de redressements statistiques, les instituts nationaux de statistiques intègrent déjà une partie de l'économie informelle dans les chiffres du PIB.

La prise en compte de l'économie informelle dans le PIB

Par définition l'économie informelle n'est pas détectée par les systèmes de comptabilité⁵. Cependant, le SNA 2008 (Système de comptabilité nationale) des Nations unies précise que les activités informelles légales (activités soustraites aux autorités) ainsi que la production de services ou de biens illégaux doivent être comptabilisées à partir du moment où ces dernières font l'objet d'une demande effective. Les instituts de statistiques procèdent donc à des redressements statistiques afin d'estimer ces activités et corriger le PIB en conséquence (guide de l'OCDE, 2010). En 2014, l'Union européenne a publié ses nouvelles normes de comptabilité nationale, ESA 2010, qui précisent la méthodologie d'estimation de la part illégale de l'économie informelle⁶.

Les chiffres sur l'économie informelle sont à prendre avec précaution puisqu'il existe plusieurs méthodes d'estimation: ces mesures indiquent alors le spectre de l'économie informelle en général, c'est-à-dire **l'ensemble de l'économie non observée**.

Pour tenter de mesurer le phénomène de l'informalité, plusieurs techniques statistiques et économétriques sont utilisées. Les **méthodes directes** traitent des données directement liées à l'informalité. Deux types de méthodes directes sont employés :

- a. l'une macro-économique, fondée sur les données issues du système de comptabilité nationale, établit une estimation de l'économie non-observée à partir des écarts observés avec les niveaux attendus afin de redresser les statistiques officielles ;
- b. l'autre micro-économique s'appuie sur des enquêtes représentatives réalisées auprès des ménages ou des chefs d'entreprises et estime la part de travail et de revenus non-déclarés, pour en déduire la part de l'économie informelle.

Les **méthodes indirectes**, macro-économiques par nature, sont les plus usitées car elles font appel à des données souvent disponibles en séries longues et à plus grande échelle. Aussi appelées « approches par indicateurs », ces méthodes se fondent sur des incohérences et des écarts entre indicateurs pour mesurer le spectre de l'informalité : par exemple entre les dépenses et les revenus, entre la production et la consommation d'électricité ou encore entre la quantité de monnaie en circulation dans l'économie et le niveau de PIB correspondant.

Pour les raisons susmentionnées de définitions et de champs différents, nous reportons les données les plus récentes et les plus complètes disponibles pour les pays de la zone Danube-Balkans, dont certains manquent de statistiques détaillées. Ces estimations sont issues de l'article de Medina et Schneider (2018) qui ont utilisé un modèle macroéconomique MIMIC⁷ ajusté qui traite ainsi le problème du double comptage.

³ Medina, L., & Schneider, F. (2018). Shadow economies around the world: what did we learn over the last 20 years?, IMF WP/18/17.

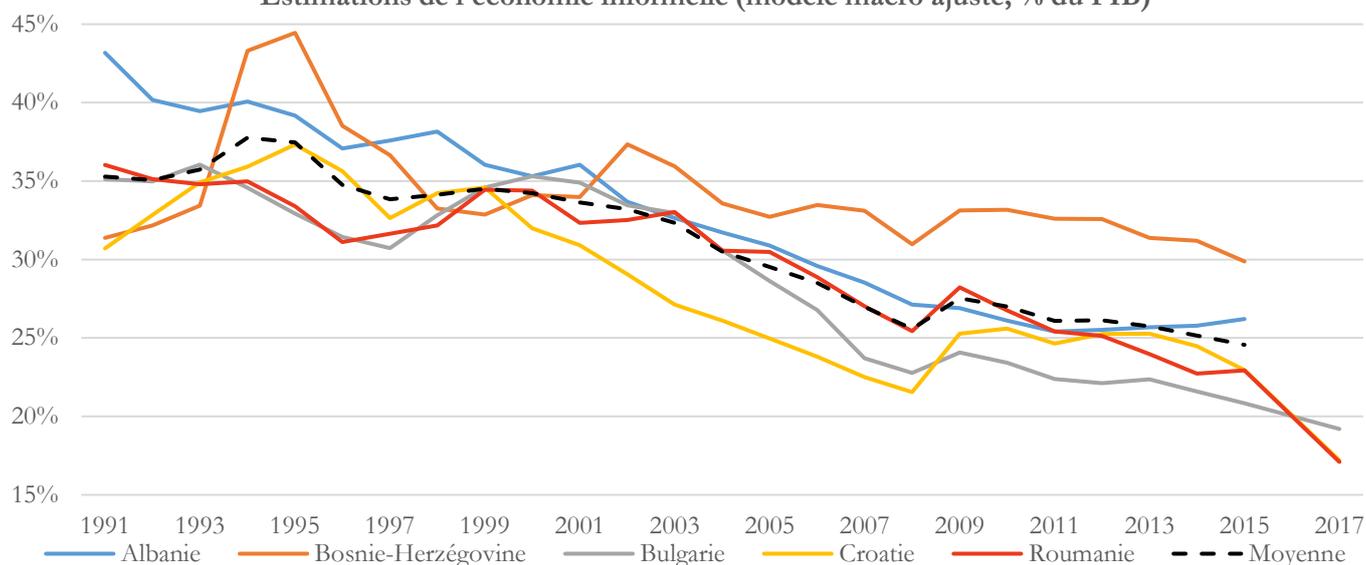
⁴ Nous excluons donc de ce champ les activités criminelles et illégales ou les activités domestiques qui ne figureraient pas dans le produit intérieur brut (PIB) si elles étaient déclarées.

⁵ Toutefois, une partie de l'économie informelle se retrouve dans la comptabilité nationale car certaines activités sont déclarées sous des motifs légaux et se retrouvent dans le PIB, les revenus non déclarés, issus d'une activité informelle peuvent être comptabilisés dans les statistiques officielles lors de la comptabilisation des dépenses.

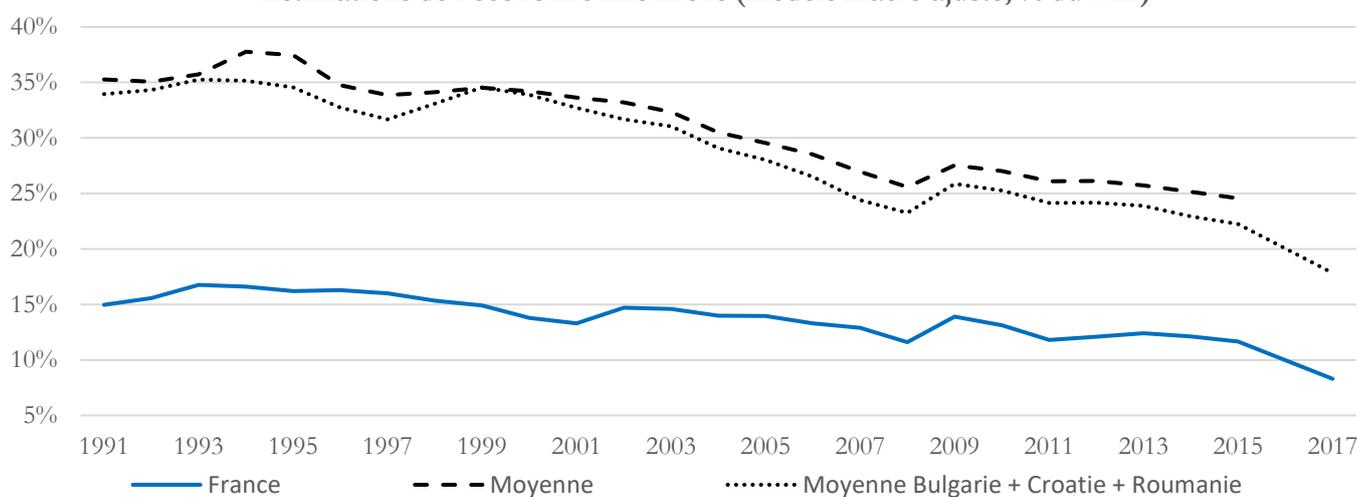
⁶ http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-594_en.htm

⁷ La méthode MIMIC (*Multiple Indicators Multiple Causes*) est un modèle d'estimation indirect qui estime la taille de l'économie informelle à partir de variables favorisant l'informalité (taxation, qualité des institutions, corruption, chômage ...) et des indicateurs macroéconomiques caractéristiques de l'informalité comme le temps moyen de travail déclaré ou le volume des transactions de change. Le modèle est ensuite calibré par croisement avec la méthode d'approche par la demande de monnaie, ce qui permet d'obtenir des chiffres

Estimations de l'économie informelle (modèle macro ajusté, % du PIB)



Estimations de l'économie informelle (modèle macro ajusté, % du PIB)



Source : Medina et Schneider (2018)

En 25 ans, l'informalité aurait baissé de 10 points de pourcentage en moyenne dans la région, elle atteindrait désormais 25 % du PIB de ces pays en 2015. La réduction la plus marquée de l'économie informelle a eu lieu en Roumanie (estimée à 17 % du PIB, -19 points), en Albanie (26 % du PIB, -17 points) et en Bulgarie (19 % du PIB, -16 points). C'est également le cas de la Croatie (17 % du PIB, -13,5 points) dont le niveau d'informalité était le plus bas de la région en 1991. La Bosnie-Herzégovine a quant à elle réduit son informalité d'1,5 points sur la période dans un contexte institutionnel compliqué et après que l'informalité a fortement progressé lors de la guerre de 1992-1995 (+10 points). Bien que la Serbie ne figure pas dans l'étude de Medina & Schneider (2018), faute de séries statistiques suffisantes, le niveau de l'économie informelle était estimé à 30% du PIB fin 2017, taux relativement stable ces dernières années malgré l'adoption en 2015 par le Gouvernement d'un plan national de lutte contre l'économie informelle.

La crise économique de 2009 a contribué à accroître l'informalité qui s'est alors développée à nouveau, surtout en Croatie et en Roumanie. Ces dernières années, les pays de la zone appartenant à l'Union européenne ont réalisé le plus de progrès dans la réduction de l'informalité, notamment la Roumanie et la Croatie dont l'économie informelle estimée aurait reflué de 6 points entre 2015 et 2017. En moyenne, ces deux pays ainsi que la Bulgarie ont une économie informelle estimée à 18 % de leur PIB.

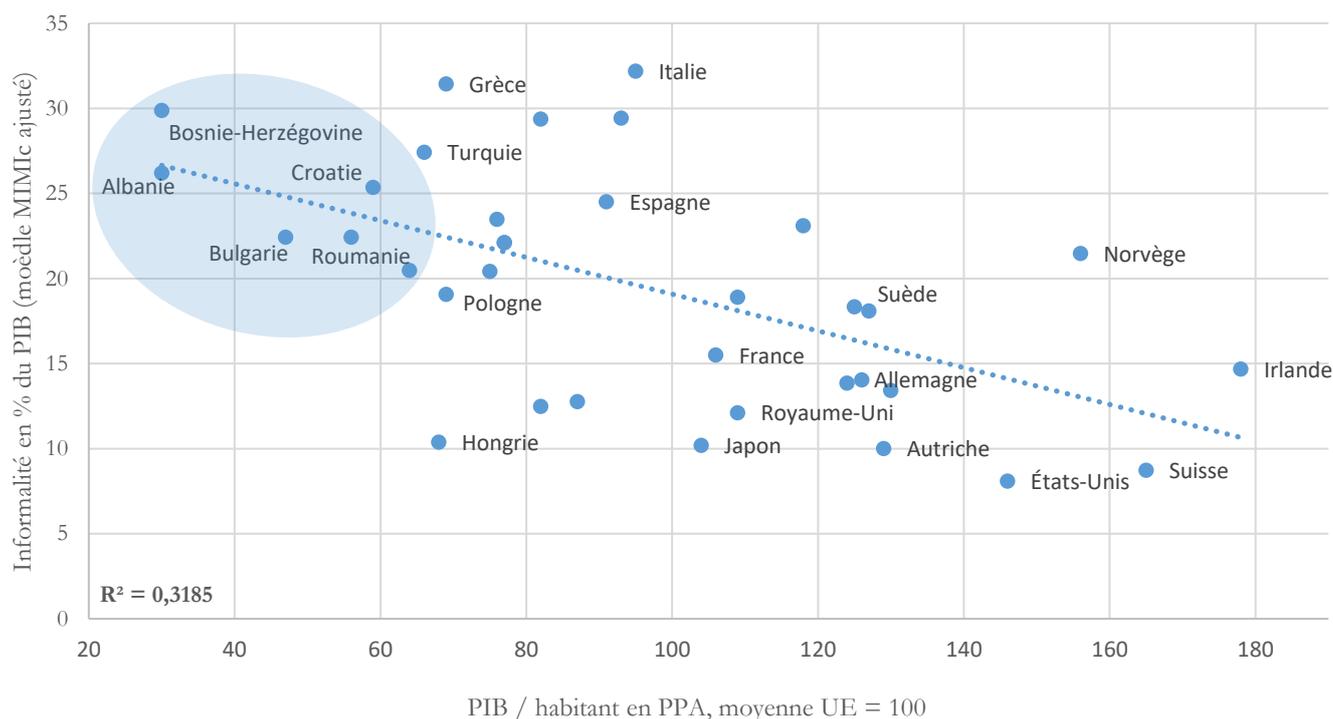
2/. Origines et causes de l'économie informelle

Les facteurs favorisant l'émergence et l'essor de l'informalité dans une économie sont multiples et co-dépendent de l'environnement dans lequel ils prennent place. Il est toutefois possible d'isoler un certain nombre de faits stylisés : le niveau d'informalité d'une économie corrèle négativement avec i) le niveau de développement, ii) le taux de bancarisation et iii) la

en pourcentage de PIB. Enfin le modèle est ajusté pour tenir compte du double comptage éventuel de l'informalité déjà prise en compte dans le PIB.

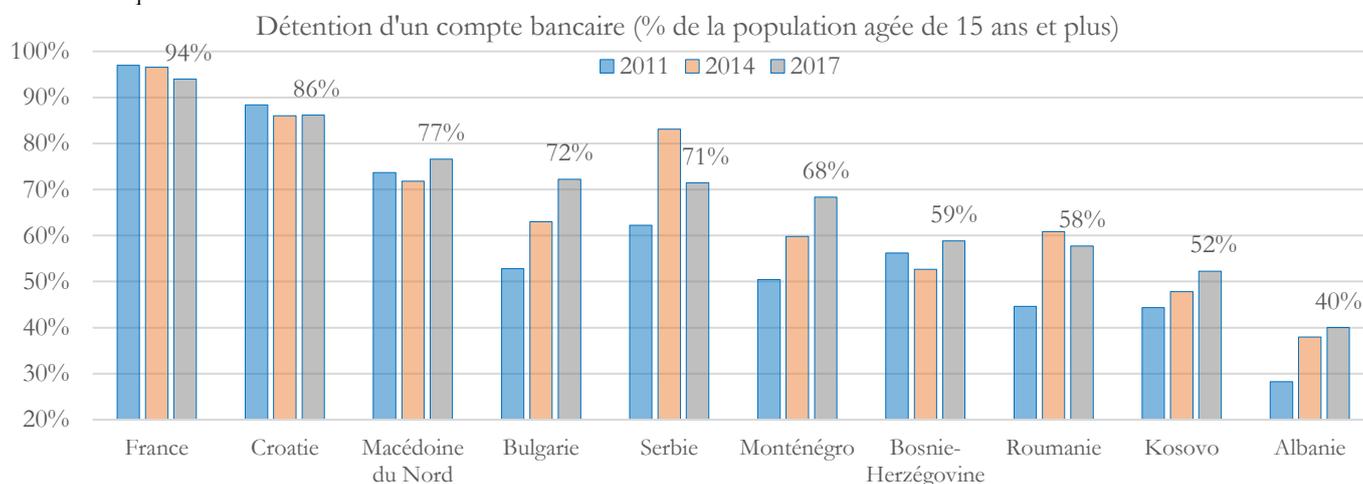
stabilité politique ; à l'inverse il corrèle positivement avec le i) taux de chômage, ii) la complexité administrative et iii) la corruption⁸.

Niveau de développement et informalité



Source : Medina et Schneider (2018), Eurostat

L'usage encore très répandu des liquidités comme moyens de paiement, la faible bancarisation (à l'exception de la Croatie) et la présence de remises importantes de la diaspora⁹ contribuent également à stimuler le secteur informel en rendant difficile pour l'administration le suivi : des transactions, de la provenance des fonds et de la quantité d'avoirs réels des agents. L'euroisation de fait des économies des Balkans est un phénomène qui contribue également à l'usage de liquidités non déclarées et qui renforce l'incitation à rester dans l'économie informelle.



Source : Banque mondiale, Global Financial Index (2017)

L'étude Hassan et Schneider (2016) note que certains secteurs, tels que l'agriculture¹⁰ sont plus propices à l'informalité. Toutefois, s'agissant de la Roumanie, le phénomène est difficile à appréhender car une partie non quantifiable de l'activité agricole est réalisée par de petites exploitations vouées à l'autoconsommation, ce qui ne relève pas de l'économie informelle. On retrouve ce constat dans d'autres secteurs, comme celui de la construction (lui-même très dépendant des remises des diasporas). Le rythme saisonnier, les missions de travail sur de courtes périodes (de quelques jours à quelques mois), l'existence de sous-traitants et d'un nombre élevé de « petites » transactions, souvent en monnaie fiduciaire, sont autant de

⁸ Nous retenons comme définition l'abus ou le détournement de pouvoirs publics au profit d'intérêts privés, et incluons dans cette dernière le trafic d'influence.

⁹ En 2017, les remises de la diaspora représentent 14% du PIB au Kosovo, 11% en Bosnie-Herzégovine, 10% en Albanie, 10% au Monténégro, 5,7% en Serbie, 4,5% en Croatie, 3,9% en Bulgarie et 2,0% en Roumanie.

¹⁰ Toutefois, s'agissant de la Roumanie, le phénomène est difficile à appréhender car une partie non quantifiable de l'activité agricole est réalisée par de petites exploitations vouées à l'autoconsommation, qui ne relève pas de l'économie informelle.

facteurs qui y contribuent. Ces secteurs prévalent dans la structure économique des pays des Balkans, tout comme l'auto-entreprenariat. Par ailleurs, le taux de chômage élevé¹¹ (19,6 % pour les 6 pays des Balkans occidentaux contre à 6,2 % pour les trois pays présents au sein de l'UE), reste un facteur supplémentaire favorisant l'informalité, le manque de travail poussant à chercher des activités alternatives. A noter également que les faibles taux de participation à l'emploi constituent des indicateurs de l'importance de la population travaillant sans se déclarer¹².

La phase de transition d'économies planifiées aux économies de marché dans les pays des Balkans et l'instabilité politique qui l'a accompagnée, ont contribué à l'émergence d'une économie informelle substantielle, qui a en partie perduré. Le vide juridique et la chute drastique des services lors de la dislocation de l'ex-Yougoslavie ont abouti à une informalisation quasi-entière de l'économie des ex-républiques yougoslaves. Pendant cette période, des réseaux et systèmes parallèles ont émergé, et se sont en partie pérennisés par la suite, avant l'émergence d'Etats aux réelles capacités administratives.

La perception de la corruption, élevée dans l'ensemble des pays de la région¹³, entraîne une réticence de la population à payer les taxes, impôts et charges. La présence de services publics lacunaires ou déficients génère un cercle vicieux : le manque de qualité des services reçus pousse à s'orienter vers des acteurs privés (formels ou non) et à éluder le paiement des taxes pour éviter les double coûts, ce qui à son tour réduit la capacité étatique à offrir des services de qualité.

Un coin socio-fiscal élevé dans les pays de l'ex-Yougoslavie, défini par la différence entre le salaire brut versé par l'employeur et le salaire net reçu par l'employé, constitue également un facteur non incitatif à la réalisation d'un contrat de travail formel. Des prélèvements sociaux importants¹⁴ et peu progressifs sur les salaires, souvent peu élevés, constituent une trappe pour les plus bas salaires alors incités à opérer dans l'informalité pour disposer d'un salaire net supérieur. Cette désincitation au travail formel limite le développement d'un Etat providence en réduisant les rentrées fiscales pour l'Etat et les administrations de sécurité sociale, tout en précarisant les salariés informels qui ne cotisant pas se voient privés des mécanismes publics assurantiels de santé ou de retraite.

Le nombre relativement élevé de dispositions légales, réglementaires et administratives, complexes et chronophages poussent vers l'informalité par commodité. La bureaucratie excessive, et l'articulation complexe des règles de différents secteurs ou degrés de pouvoir (le cas le plus frappant étant celui de la Bosnie, où différentes règles de niveau national, fédéral, régional et municipal, souvent différentes d'une région à l'autre, se superposent) rendent la tâche ardue aux entreprises et aux salariés.

3/. Méfaits et conséquences négatives d'une informalité élevée

Certaines études (Nikopour, Shah et Schneider, 2008, Adam and Ginsburgh 1985) avancent que l'économie informelle peut avoir des effets positifs, notamment dans les pays développés (cas de la Belgique dans l'étude en cause). En effet, les revenus de l'économie informelle peuvent aider à réduire la pauvreté des populations les moins aisées pour être ensuite utilisés dans l'économie formelle. Schneider et Enste (2000) ont trouvé que plus de 66% des revenus de l'économie informelle sont immédiatement dépensés dans l'économie formelle et ont un impact positif sur la croissance et les revenus fiscaux. De plus, l'informalité permettrait de « prendre le relais » de l'Etat lorsque celui-ci est défaillant ou lorsque des éléments exogènes (type embargo) bloquent l'accès à certaines ressources ou à certains services. Ainsi, les opérateurs informels viennent fournir des services et des biens non-accessibles.

Toutefois, ces études s'accordent à voir dans l'informalité un frein au développement des pays des Balkans qui se situent sur une dynamique de rattrapage de leur retard de développement sur l'Europe centrale et de l'Ouest. A ce titre, les méfaits de l'économie informelle sont multiples, et se ressentent tant pour l'Etat que pour les populations et les entreprises. L'économie informelle prive l'Etat de revenus qui mettent en péril deux composantes de son action : i) le fonctionnement efficace des services publics et l'accroissement de la leurs qualité, ii) le financement des investissements publics, notamment d'infrastructures, pourtant nécessaires à la région et à l'amélioration de la croissance potentielle.

Dans les pays en transition comme ceux de la région des Balkans, l'économie informelle est un obstacle majeur au développement d'un secteur entrepreneurial solide et à la construction d'une économie de marché fonctionnelle. En effet, les entreprises informelles concurrencent de manière déloyale celles opérant de manière légale. Ne supportant pas les taxes, impôts et cotisations sociales, elles supportent des coûts de production plus bas et proposent des prix de dumping. Les entreprises du secteur informel sont aussi beaucoup moins stables et productives. Elles n'ont pas accès aux moyens de financement traditionnels comme les prêts bancaires ou la protection des créances offerte par le cadre légal, ce qui rend leur activité compétitive uniquement à court terme, mais difficile à pérenniser au-delà d'un certain seuil.

¹¹ En 2018, le taux de chômage est de 8,9 % en Croatie, 5,3 % en Bulgarie, 4,3 % en Roumanie, 13,5 % en Serbie, 13,9 % en Albanie, 15,5 % au Monténégro, 20,8 % en B-H, 21,6 % en Macédoine du Nord et 30 % au Kosovo.

¹² Eurostat, taux d'activité des 15-64 ans en 2018 : UE28 (68,6 %), Bulgarie (67,7 %), Croatie (60,6 %), Roumanie (64,8 %), Monténégro (54,7 %), Macédoine du Nord (51,7 %), Serbie (58,8 %).

¹³ Classement Transparency International 2018 de 180 pays selon le niveau de perception de la corruption : Croatie (60^{ème}), Roumanie (61^{ème}), Monténégro (67^{ème}), Bulgarie (77^{ème}), Serbie (77^{ème}), Bosnie-Herzégovine (89^{ème}), Kosovo (93^{ème}), Macédoine du Nord (93^{ème}), Albanie (99^{ème}).

¹⁴ Notamment au Monténégro (40,3 % en moyenne), en Serbie (39,6 %) et en Bosnie-Herzégovine (entre 38,2 et 41,7 %) où le coin socio-fiscal est comparable à ceux pratiqués dans l'UE (41 %) sur les hauts salaires mais où la faible progressivité affecte les bas salaires qui deviennent de fait plus taxés en proportions que les autres pays de l'UE à 28.

L'informalité impacte davantage les personnes les plus défavorisées, sans diplômes, qualifications ou appartenant à des minorités qui sont enclines à travailler sans se déclarer afin de rendre leurs salaires, un peu moins bas alors même qu'elles se trouvent en dehors de tout cadre légal et social, et se privent de toute couverture sociale publique.

4/. Quelles mesures pour réduire l'économie informelle ?

Afin de lutter contre l'économie informelle il est nécessaire d'envisager des stratégies nationales coordonnées, présentant une vision d'ensemble, complétées de mesures ponctuelles ciblées sur certains secteurs présentant des problématiques propres à chaque pays.

Un premier axe de travail pour endiguer l'informalité passe par le développement d'une meilleure coordination et communication entre les institutions, administrations et corps d'inspection. Cet objectif peut être atteint via l'établissement d'un organe central de décision et par l'introduction de plateformes d'échange automatisées d'informations en ligne. La digitalisation rend les formalités administratives plus simples et plus rapides pour le contribuable, tout en limitant les risques de dysfonctionnement et de corruption induits par le facteur humain. Appliqué à l'administration la numérisation permet plus de transparence et des gains d'efficacité. En 2018 en Bulgarie, les déclarations par voies électronique de l'impôt sur les sociétés sont devenues obligatoires et afin d'inciter les personnes physiques à faire de même, un rabais fiscal de 5% est accordé pour les déclarations en ligne, dans la limite de 500 BGN (environ 250 EUR).

La numérisation concerne également le secteur bancaire et la réalisation des opérations de paiement. En effet, un meilleur taux de détention d'un compte bancaire dans la population permet de réduire l'utilisation d'argent liquide, notamment pour le versement des salaires, et de limiter les transactions informelles. Une bancarisation élevée garantit davantage de traçabilité et de transparence, permet à l'Etat de mettre en place des systèmes de prélèvement des impôts à la source, comme en Bulgarie. La Croatie est le pays le plus bancarisé de la région, notamment suite à une série de réformes en 2000, visant à renforcer le secteur bancaire par la privatisation des trois plus grandes banques et l'amélioration de la supervision bancaire. Dans le cadre sa réponse au GAFI, l'Albanie a adopté en juin dernier deux lois qui devraient améliorer la bancarisation de son économie instaurant l'obligation de détenir un compte bancaire pour tout commerçant générant plus de 2 M ALL annuels (soit 16 300 €), ainsi que l'obligation d'effectuer par virement bancaire tout paiement à l'administration.

La réduction du coin socio-fiscal dans les pays des Balkans est également une piste majeure d'amélioration. Conjugué à une plus grande progressivité des prélèvements obligatoires, ces mesures permettraient de diminuer le coin socio-fiscal sur les bas salaires, pour lesquels il demeure très élevé, et d'augmenter le coût d'opportunité de rester dans l'économie informelle, tout à la fois pour les employés et les employeurs. Globalement, il est souhaitable qu'une réforme de la fiscalité soit conduite, notamment pour que l'impôt sur le revenu prenne en compte et exclue les cotisations sociales déjà prélevées. En effet, aujourd'hui, dans certains pays comme l'Albanie, le Kosovo, le Monténégro ou la Serbie, l'impôt sur le revenu est prélevé sans tenir compte des prélèvements obligatoires déjà acquittés sur les salaires et ne tient pas compte de la composition du foyer fiscal (nombre d'enfants à charge par exemple), comme le souligne le rapport de la Banque Mondiale¹⁵.

L'imposition de règles de forme et de déclaration des contrats de travail permet également de limiter les risques de fraude. Le renforcement des contrôles et sanctions, parallèlement à l'introduction de mesures incitatives à la formalisation a également fait ses preuves. Ainsi, l'Albanie a lancé d'un plan d'action pour formaliser les PME informelles en 2015, comportant un volet amnistié (pardon des arriérés) et des taux d'imposition réduits les premières années. Suite à l'adoption de la cette loi sur les PME, environ 57000 « nouvelles » entreprises ont été enregistrées au RCS, qui pour la plupart opéraient auparavant de manière informelle.

La lutte contre le blanchiment d'argent est indissociable de la lutte contre l'économie souterraine. Le cadre légal, fragile par le passé, a laissé de l'espace aux opérations de blanchiment d'actifs. Une série de réformes, sous l'impulsion du groupe d'action régional du GAFI compétent, Moneyval, est en cours, comme le paquet législatif adopté en juin dernier par l'Albanie, avec un système de surveillance, de gel d'actifs et de lancement d'alerte, en s'alignant sur le droit international en la matière. La Serbie a également progressé en ce domaine, et est sortie de liste grise du GAFI en juin 2019, suite à la mise en œuvre d'un plan d'action de mise en conformité des exigences internationales en matière de lutte contre le blanchiment d'argent et le financement du terrorisme, conformément au calendrier prévu. Dans le cadre de leurs candidatures au Mécanisme de Change Européen (MCE 2) la Croatie et la Bulgarie se sont engagées à renforcer leurs mécanismes de lutte contre le blanchiment d'argent en déployant d'ores et déjà la 4ème directive européenne de lutte contre le blanchiment (AML 4) et en s'engageant à mettre en œuvre la 5ème directive (AML 5) en janvier 2020.

Enfin, la lutte contre l'économie informelle passe par la promotion de la monnaie locale. A ce titre, on peut citer la stratégie de « dinarisation » de la Banque centrale de Macédoine du Nord. Les objectifs principaux sont la modernisation des systèmes de paiement en monnaie locale, l'équilibre macro-économique et financier, le développement d'un marché financier et de change international et la réduction des risques liés au crédit. La Banque centrale de Serbie a également adopté une stratégie de « dinarisation » autour de trois piliers, la stabilité macro-économique et financière, la création d'un marché des obligations en dinars et la couverture des risques de change existants dans le secteur non-bancaire, notamment par la mise en place d'instruments de couverture de base sur le marché interbancaire et dans les transactions avec les clients.

¹⁵ World Bank Group & The Vienna Institute for International Economic Studies (2019). Western Balkans Labor Market Trends 2019.

Bibliographie :

- Adam, M. , & Ginsburgh, V. (1985). The effects of irregular markets on macroeconomic policy. *European Economic Review*, 29(1), 15-33. [https://doi.org/10.1016/0014-2921\(85\)90036-4](https://doi.org/10.1016/0014-2921(85)90036-4)
- Demirgüç-Kunt, A., Klapper, L., Singer, D., Ansar, S., & Hess, J. (2018). *The Global Findex database 2017: measuring financial inclusion and the Fintech revolution*. Washington, DC, USA: World Bank Group.
- Gyomai, G., & van de Ven, P. (2014). *The Non-Observed Economy in the System of National Accounts*. (18), 12.
- Hassan, M., & Schneider, F. (2016). Modelling the Egyptian Shadow Economy: A MIMIC model and A Currency Demand approach. *Journal of Economics and Political Economy*, 3(2), 309-339. <https://doi.org/10.1453/jepe.v3i2.788>
- Hassan, M., & Shneider, F. (2016). Size and Development of the Shadow Economies of 157 Worldwide Countries: Updated and New Measures from 1999 to 2013. *Journal of Global Economics*, 04(03). <https://doi.org/10.4172/2375-4389.1000218>
- Medina, L., & Schneider, F. (2018). Shadow Economies Around the World: What Did We Learn Over the Last 20 Years? *IMF Working Papers*, 18(17), 1. <https://doi.org/10.5089/9781484338636.001>
- National Bank of the Republic of Macedonia. (2018, décembre). *Strategy for denarization of the Republic of Macedonia*. Consulté à l'adresse <http://www.nbrm.mk/content/Strategy-for-denarization-of-the-Republic-of-Macedonia-2018.pdf>
- Nikopour, H., Habibullah, M. S., & Schneider, F. (s. d.). *The Shadow Economy Kuznets's Curve*. 21.
- Schneider, F., & Enste, D. H. (2000). Shadow Economies: Size, Causes, and Consequences. *Journal of Economic Literature*, 38(1), 77-114. <https://doi.org/10.1257/jel.38.1.77>
- Statistical Office of the European Communities. (2013). *European system of accounts ESA 2010*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Vereinte Nationen (Éd.). (2009). *System of national accounts 2008* (Rev. 5). New York: United Nations [u.a.].
- World Bank. (2018). *Doing Business 2019*. Consulté à l'adresse World Bank website: https://www.doingbusiness.org/content/dam/doingBusiness/media/Annual-Reports/English/DB2019-report_web-version.pdf
- World Bank. (2019). *Reform Momentum Needed* (N° 15; p. 102). Consulté à l'adresse World Bank website: <https://www.worldbank.org/en/region/eca/publication/western-balkans-regular-economic-report>
- World Bank, & WIIW. (2019). *Western Balkans Labor Market Trends 2019* (p. 122). Consulté à l'adresse <http://documents.worldbank.org/curated/en/351461552915471917/pdf/135370-Western-Balkans-Labor-Market-Trends-2019.pdf>

Rédacteurs : SER de Sofia, SE de Belgrade, SE de Bucarest, SE de Zagreb

Dans le secteur de l'électricité, la zone Danube-Balkans se divise en deux grands ensembles : d'une part la Bulgarie, la Roumanie et la Croatie qui, devenus membres à part entière de l'UE, ont transposé les directives énergie et d'autre part les six pays des Balkans de l'Ouest, membres aux côtés de l'UE de la Communauté de l'énergie fondée par un traité (2006 : <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2005/FR/1-2005-435-FR-F1-2.Pdf>). Au titre de la Communauté de l'énergie, les Etats s'engagent à mettre en œuvre le 3^{ème} Paquet Energie, à respecter les limites d'émissions polluantes, à observer des règles de concurrence loyale. En cas de non-respect des engagements pris par les Etats, les investisseurs peuvent signaler ces violations auprès du Secrétariat de la Communauté de l'énergie, le Traité prévoyant la possibilité de sanctions (par exemple la suspension du droit de vote) en cas de violations graves et persistantes : des procédures ont été engagées par le Secrétariat de la Communauté de l'énergie sont publiques (<https://www.energy-community.org/legal/cases.html>).

Les six pays des Balkans de l'Ouest se concentrent actuellement sur plusieurs enjeux communs :

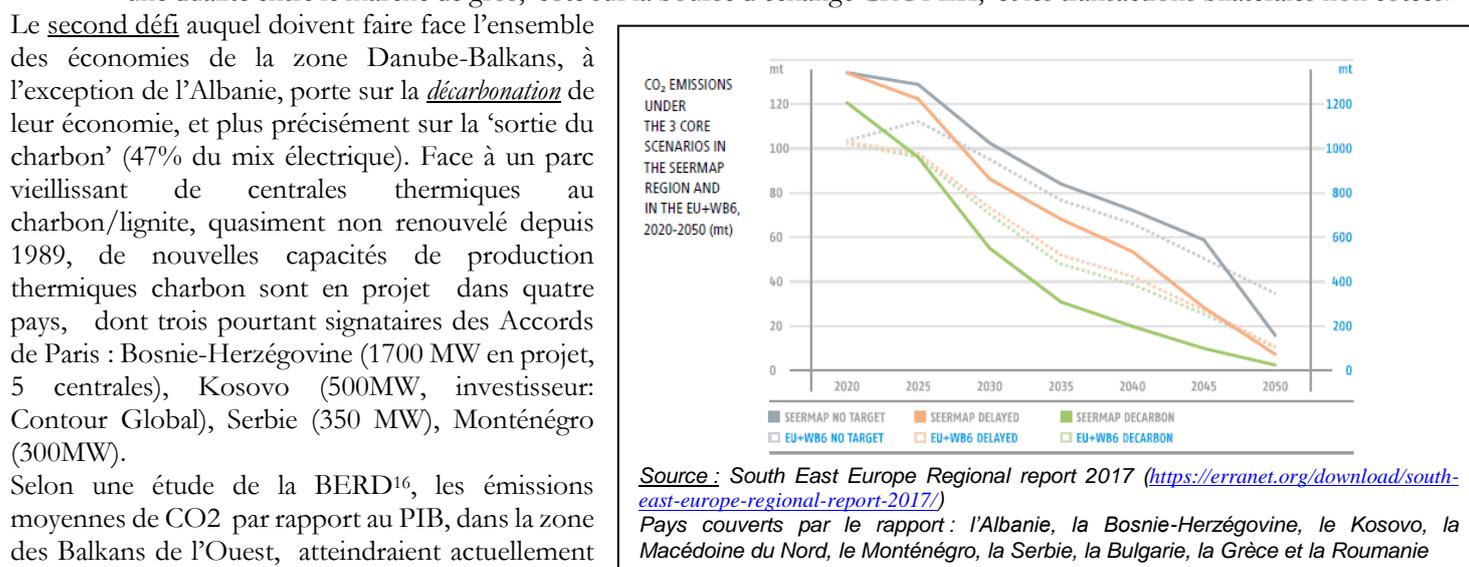
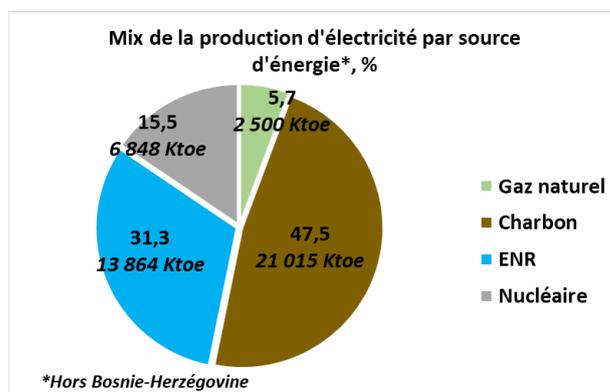
- L'intégration transfrontalière des marchés de l'électricité demeure faible, alors que les infrastructures de transport (haute tension) sont en place (en large partie héritées du réseau yougoslave) ou en cours de renforcement grâce aux financements du CIBO. La Communauté de l'Energie estime que la coopération inter étatique doit être renforcée dans ce domaine, y compris avec les Etats-membre frontaliers de l'UE. Un objectif fixé par le processus de Berlin en 2014, serait que chaque Etat parvienne à un minimum d'un couplage de marché avec un Etat voisin, sur un marché de 24 heures.
- Dans le domaine de l'efficacité énergétique, la transposition des textes européens laisse encore fortement à désirer.

Les trois Etats-membre de l'UE, Bulgarie, Roumanie, Croatie, présentent eux des situations encore très nuancées concernant l'application du Troisième Paquet énergétique :

- En Roumanie, sous l'impulsion de la Commission, suite à une série de manquements constatés, une libéralisation complète a été appliquée en janvier 2018. Mais, en décembre 2018, plusieurs mesures ont été introduites afin de rétablir des tarifs réglementés jusqu'en 2021 (avec monopole de la distribution et du transport).
- En Bulgarie, des progrès ont été constatés avec la mise en place effective d'une bourse de l'électricité et des transactions en hausse (consommateurs de fortes puissances), tandis que les tarifs réglementés représentent encore 97% de la consommation des ménages et des PME. L'application des directives demeure incomplète, notamment en raison du monopole de l'opérateur public de transport.
- Dans le cadre de sa transition vers son intégration complète au marché régional européen, la Croatie se distingue par une dualité entre le marché de gros, coté sur la bourse d'échange CROPEX, et les transactions bilatérales non cotées.

Le second défi auquel doivent faire face l'ensemble des économies de la zone Danube-Balkans, à l'exception de l'Albanie, porte sur la décarbonation de leur économie, et plus précisément sur la 'sortie du charbon' (47% du mix électrique). Face à un parc vieillissant de centrales thermiques au charbon/lignite, quasiment non renouvelé depuis 1989, de nouvelles capacités de production thermiques charbon sont en projet dans quatre pays, dont trois pourtant signataires des Accords de Paris : Bosnie-Herzégovine (1700 MW en projet, 5 centrales), Kosovo (500MW, investisseur: Contour Global), Serbie (350 MW), Monténégro (300MW).

Selon une étude de la BERD¹⁶, les émissions moyennes de CO₂ par rapport au PIB, dans la zone des Balkans de l'Ouest, atteindraient actuellement le triple de celles de l'Union Européenne. Parmi les dix centrales thermiques les plus polluantes d'Europe, sept sont localisées dans les Balkans occidentaux. Selon l'ONG Health an Environment Alliance (HEAL) le coût pour la santé de cette pollution atmosphérique pourrait atteindre jusqu'à 10% du PIB.



¹⁶ 'How can the Western Balkans electricity mix be made sustainable ?': <https://www.ebrd.com/news/2018/kicking-the-coal-habit-in-the-western-balkans.html>

Face à cette problématique l'initiative 'South East Europe Energy Roadmap' (SEERMAP) en lien avec la communauté de l'Énergie tente d'évaluer trois différents scénarios en se fixant deux objectifs : remplacer 30% de l'énergie fossile utilisée à l'horizon 2030, et 95% à l'horizon 2050.

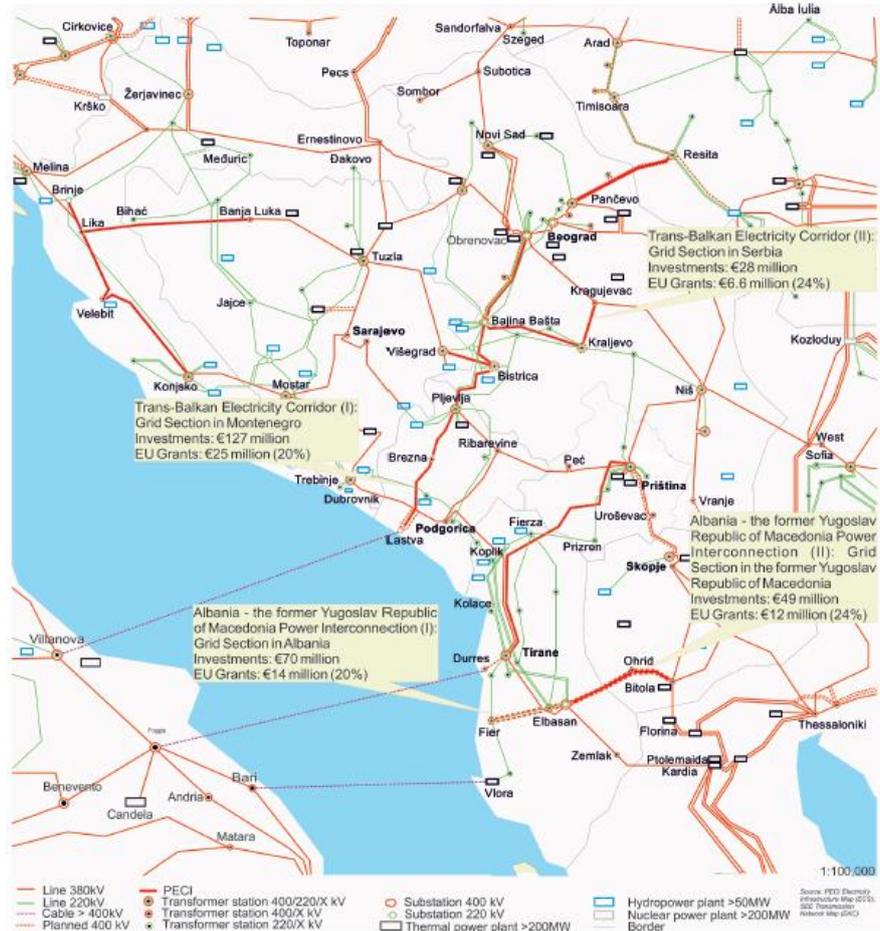
L'étude conclue aux perspectives suivantes :

- Les investissements éoliens devraient tripler de 6GW à 20GW en 2050 en prenant le scénario minimal ('no target'), et à 41 ou 36 GW dans les scénarios 'delayed' et 'decarbon'.
- Selon les mêmes hypothèses, l'énergie solaire devrait passer de 5 à 23GW, 38/40GW en 2050.
- La progression de l'hydroélectrique serait, elle, beaucoup plus modeste en raison des limites de durabilité : +40%, 54/55%.
- La biomasse, même se limitant à une part de 3-4% des ENR, devrait être multipliée par 10 ou par 20.
- Le gaz naturel verrait sa consommation augmenter de 40% jusqu'en 2040, puis diminuer.
- Tandis que les émissions chuteraient de manière quasi linéaire (voir graphique 2) de 2020 à 2050 grâce à la 'sortie du charbon', combustible pénalisé à la fois par la fin de vie des installations thermiques et par le coût des rejets en CO2, les prix de gros de l'électricité doubleraient voire tripleraient (voir graphique 3).
- Les investissements nécessaires au remplacement des installations de production et à leur verdissement sont chiffrés entre au minimum 83 Mds€ ('no target'), et 128 Mds€ (scénarios 'delayed' et 'decarbon')

Ces diverses évolutions présupposent une fluidité du marché régional de l'électricité, et le libre jeu de l'offre et de la demande : avec par conséquent la mise en place de bourses d'échange effectives, une réelle concurrence entre les acteurs, et un réseau renforcé pour accueillir des capacités de pointe plus fortes (investissements globalement estimés entre 22 et 233 M€ selon les scénarios). Elles nécessitent des réformes des marchés nationaux, une approche régionale partagée par tous les Etats (partage d'investissements communs ?), et une implication croissante des investisseurs internationaux à la fois publics et privés.

Les investissements d'interconnexion dans le secteur de l'énergie constituent une priorité du « processus de Berlin », lancé en 2014 à l'initiative de la Chancelière Merkel lors de la Conférence pour les Balkans occidentaux à Berlin. Ce processus facilite la « priorisation » des projets au sein du Cadre d'investissement pour les Balkans Occidentaux qui constitue une plate-forme d'assistance financière qui intègre l'UE, les IFIs et donateurs bilatéraux (dont l'AFD depuis 2015) et l'outil de garantie EDIF (*Enterprise Development and Innovation Facility*). Parmi les projets énergétiques validés pour les pays des Balkans Occidentaux on peut citer : l'interconnexion électrique entre la Macédoine du Nord et l'Albanie, la construction d'une nouvelle ligne électrique entre le Monténégro et la Serbie, l'interconnexion gazière entre la Serbie et la Bulgarie, le stockage gazier souterrain de Dumrea, Fier – Vlora Gas Transmission Pipeline en Albanie (ensemble des projets financés au titre du CIBO : <https://www.wbif.eu/wbif-projects>).

Interconnexions électriques existantes et projets d'interconnexion dans la région

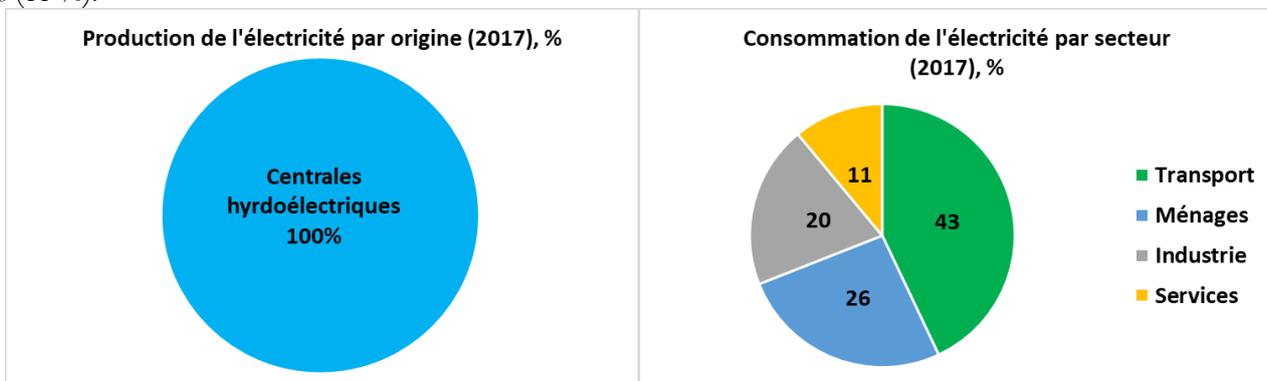


ALBANIE

Surmonter sa dépendance hydroélectrique représente un réel défi pour l'Albanie dont la production nationale d'électricité est assurée entièrement par les centrales hydrauliques. Les pertes d'électricité lors de la transmission et la distribution restent importantes, malgré des investissements dans la rénovation des réseaux. Le secteur est dépendant des importations : 40 % de l'électricité consommée est importée.

Production/Consommation

Totalement dépendant de l'hydraulique et sujet à une pluviométrie très fluctuante, l'Albanie est confrontée à une forte variabilité de sa production d'électricité. Celle-ci se traduit par un déficit chronique de production, sauf en cas de fortes pluies, qui provoquent alors des excès de production difficiles à évacuer. En effet la production nationale d'électricité est assurée à 100% par les centrales hydrauliques. Les trois centrales hydrauliques à la rivière Drin: Fierzë (500 MW), Komani (600 MW) et Vau i Dejës (250 MW) représentent $\frac{3}{4}$ des capacités installées et assurent 90 % de la production d'électricité, les 10 % restant dépendant d'environ 90 centrales hydroélectriques de puissance faible. Face à l'instabilité de sa production, l'Albanie doit importer une grande partie de son électricité, parfois jusqu'à 40 % par an. Diversifier la production électrique est devenu crucial afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. La stratégie de diversification du mix électrique repose principalement sur d'importants projets solaires (contrat de 100 MW attribué à un opérateur national indien suite à un appel d'offres lancé en 2018). Le projet Trans Adriatic Pipeline pourrait permettre de convertir du fioul au gaz la centrale thermique de Vlora qui n'a encore jamais fonctionné en raison de problèmes techniques. Par ailleurs, le système électrique du pays enregistre des pertes extrêmement élevées, 26% en 2018. D'après les dernières données disponibles d'Eurostat, la consommation finale d'électricité est estimée à 512 KTOE en 2017, répartie entre le secteur du transport (43 %), les ménages (26 %), l'industrie (20 %) et les services (11 %).



Réseau/infrastructures

L'Albanie dispose d'interconnexions électriques régionales avec la Grèce, le Monténégro, le Kosovo (dont l'utilisation dépend de la résolution du différend entre la Serbie et le Kosovo). Un projet de ligne haute tension est en cours de réalisation avec la Macédoine du Nord (finalisation prévue en 2021), dans le cadre des projets d'interconnexion des Balkans Occidentaux, soutenus par le processus de Berlin. Parmi les principaux projets albanais dans le domaine de la production d'électricité figurent le barrage Skavica HPP (132 MW), la centrale thermique de Vlora (98 MW), la centrale à gaz de Korça (500 MW) et le projet de centrale photovoltaïque d'Akemi (Vlora), d'une capacité de 100 MW.

Marché et distribution

Le marché de l'électricité albanais est un marché à tarifs régulés partagé entre trois entités publiques : KESH (production), OSHEE (distribution et facturation) et OST (gestionnaire du réseau). L'entité de régulation de l'énergie ERE supervise la coordination entre KESH, OST et OSHEE. Suite aux amendements à la loi sur l'énergie (de février 2018), trois filiales de l'OSHEE ont été créées en vue de séparer les activités de distribution, de livraison et de commerce d'électricité : OSSH, FSHU et FTL. La stratégie nationale pour le secteur de l'énergie sur la période 2018-2030 prévoit la libéralisation du marché de l'énergie d'ici 2025, l'intégration des marchés de l'électricité du Kosovo et de l'Albanie (efforts soutenus par USAID et par le Secrétariat de la Communauté européenne de l'énergie), la réduction des pertes d'électricité à 10 % en 2030 et l'augmentation de la part des ENR dans le mix énergétique (Plan d'action national 2018-2020, de mars 2018). L'approbation de la création d'une Bourse d'électricité, grâce à l'appui de l'IFC et du Secrétariat de la Communauté européenne de l'énergie, a été annoncée en mai dernier par le gouvernement albanais.

Acquis communautaire : chapitre 15 (Energie)

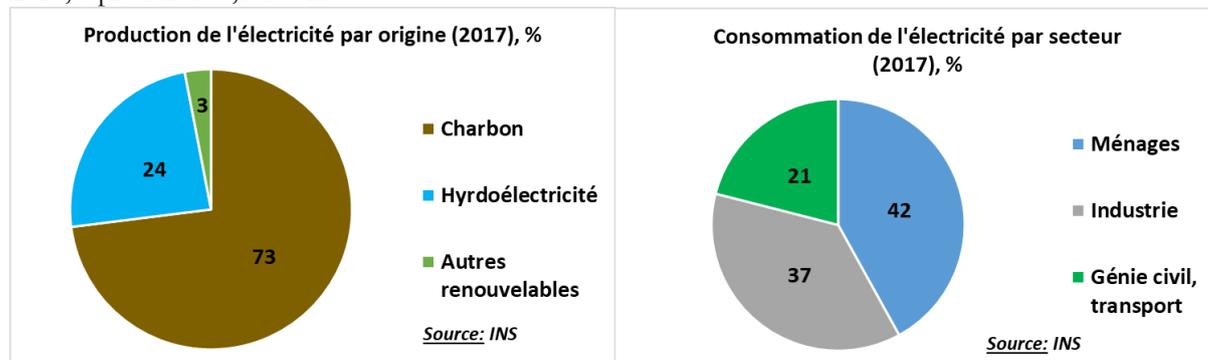
Dans son rapport du 29 mai 2019 au titre du Parquet élargissement, la Commission salue l'adoption par l'Albanie de sa stratégie nationale pour le secteur de l'énergie 2018-2020, tout en mettant l'accent sur les retards dans la réalisation des réformes liées à la connectivité régionale. Selon les experts de la Commission, l'Albanie devrait diversifier la production électrique afin de remédier à sa vulnérabilité hydroélectrique, développer les EnR, mettre en place les échanges 'day-ahead'¹⁷, finaliser la séparation des sociétés énergétiques en supprimant les obstacles juridiques afin que le consommateur puisse avoir le droit de changer son fournisseur électrique et aligner la loi sur l'efficacité énergétique sur l'acquis communautaire.

¹⁷ Le marché 'day-ahead' ou marché du lendemain est un marché sur lequel les demandeurs et les offreurs peuvent introduire des ordres pour chaque heure de la journée suivante, date à laquelle la livraison est effective.

BOSNIE-HERZEGOVINE

La production locale d'électricité couvre à ce stade, les besoins actuels du pays. La consommation d'électricité annuelle (2017) est estimée à 13,3 TWh, soit 13,3 milliards de kWh, et la production annuelle à 15,2 TWh. En 2017, la BiH a exporté 5,1 TWh et a importé 3,3 TWh d'énergie électrique.

Production : la production annuelle d'électricité, environ 15,2 TWh (2017), repose en quasi-totalité sur les centrales au charbon (5 centrales thermiques d'une puissance installée de 2 065 MW ; réserves de lignite concentrées dans quatre localités : Bosnie centrale et bassin industriel de Tuzla en FBH et Ugljevik, Doboj et Gacko en Republika Srpska) et les centrales hydrauliques (15 centrales hydrauliques ; 2076,60 MW ; centrales hydrauliques les plus importantes : Capljina sur la Neretva, et Visegrad sur la Drina). Quant aux « autres renouvelables », il existe un potentiel pour la production d'énergie électrique à partir de la biomasse, des sources géothermiques et de l'éolien, sous-exploités à l'heure actuelle. Le premier parc éolien, mis en service en 2018, a produit 103,5 GWh.



Infrastructures et réseau : si la Bosnie-Herzégovine dispose aujourd'hui d'une production excédentaire, il est probable que d'ici 2023 la situation évolue notablement en raison de l'arrêt programmé de nombreuses unités de production. Les financements européens et multilatéraux dans ce secteur sont à ce jour peu mobilisés (BERD, KfW, CIBO), alors que l'EXIMBANK chinoise finance des projets de centrales thermiques à charbon/lignite), notamment celui de Tuzla.

- **Projets en Republika Srpska** : 38 projets pour des investissements estimés à plusieurs milliards d'euros, à la fois dans le thermique (2 importants projets dans le charbon) et une trentaine dans le renouvelable (essentiellement hydraulique). Par ailleurs, un investissement privé vient d'être réalisé sur la centrale thermique de Stanari, financé par un prêt chinois de l'EXIMbank chinoise et réalisé « clé en main » par le groupe chinois « Dongfang Electric » dans le cadre de l'initiative "Routes de la soie".

- **Projets dans la Fédération de Bosnie Herzégovine** : construction du bloc 7 TPP de Tuzla (450 MW), signé en 2016 avec le consortium chinois China Gezhouba group Co Ltd. + GEDI-Guangdong Electric Power Design Institute (investissement estimé à 700 M EUR avec une garantie d'Etat de 617 M EUR). Elektroprivreda BiH a publié un appel d'offres de sélection de consultants pour la maîtrise d'ouvrage.

Marché et distribution : la capacité de production et de distribution est assurée par trois sociétés publiques, réparties géographiquement selon les entités politiques - Elektroprivreda BiH (EPBiH) couvrant la partie bosniaque de la FBH; Elektroprivreda Republike Srpske (EPRS), couvrant la Republika Srpska et Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg-Bosna (EPHZHB), couvrant la partie croate de la FBH. Une autorité de régulation étatique (www.derk.ba) supervise et assure la coordination entre les commissions de régulation de chaque entité : BH www.ferk.ba et Republika Srpska www.reers.ba. L'autorité est également chargée de réguler les prix, les relations entre opérateurs sur le marché, et veille à garantir une concurrence égale. La gestion du réseau de transport électrique (lignes à haute tension) a été réformée selon l'acquis communautaire et répartie entre deux sociétés dont le périmètre d'intervention est national (et non au niveau de chaque entité territoriale comme cela est le cas pour la production et la distribution): ISO (Indépendant System Operator - www.nosbih.ba : le coordinateur de la gestion du réseau de transmission) et TRANSCO (opérateur technique, est responsable de la transmission, maintenance / construction, du développement et de la gestion du réseau de transmission électrique www.elprenosbih.ba). La loi sur l'énergie offre la possibilité à tous les consommateurs de choisir librement leur fournisseur. Le marché de gros de l'électricité en BiH comprend une vingtaine de courtiers en électricité. Pour l'instant, la BiH n'a pas de bourse d'électricité. Une étude de faisabilité quant à la création d'une bourse de l'électricité au niveau national est en cours de préparation par le Secrétariat de la Communauté de l'énergie. Elle précisera si les transactions seront effectuées par d'autres bourses de pays voisins ou si la Bosnie-Herzégovine se dotera elle-même de sa propre bourse de l'électricité.

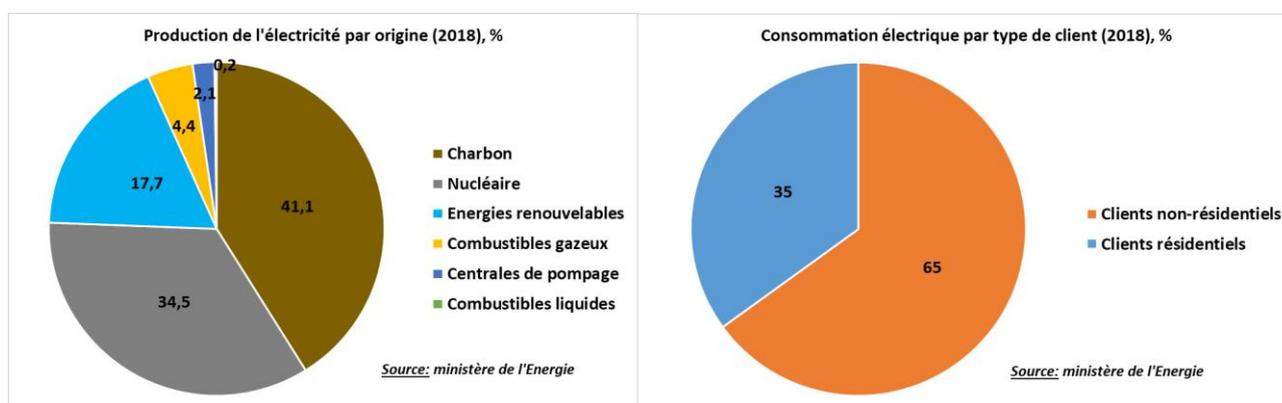
Acquis communautaire : chapitre 15 (Energie)

Dans son rapport annuel pour la Bosnie-Herzégovine de mai 2019, au titre du Paquet élargissement, la Commission souligne les retards du pays dans la mise en œuvre de ses obligations découlant du Traité de la Communauté de l'énergie. Selon la Commission, le cadre législatif du pays reste fragmenté entre les différents niveaux de gouvernance, ce qui entrave les progrès dans le secteur de l'énergie. Le pays devrait adopter une législation qui s'aligne sur le 3^{ème} Paquet Energie.

BULGARIE

Le pays est exportateur net d'électricité avec 10 931,2 GWh d'exportations en 2018 et 3 117 GWh d'importations. Le réseau électrique de la Bulgarie est relié à ceux de Grèce, Macédoine du Nord, Roumanie, Serbie et de Turquie. La part du marché libre (transactions réalisées sur la Bourse nationale d'électricité) atteint 52 %. La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité représente 19,2 % selon Eurostat (données de 2016), l'objectif de 16 % à l'horizon 2020 étant ainsi atteint.

Production : production brute d'électricité de 45,5 TWh en 2017 (+0,8 % par rapport à 2016) pour une consommation intérieure brute de 40 TWh. Plus de 40 % de l'électricité produite provient des centrales au charbon-lignite (la capacité de production des trois centrales les plus importantes TPP Maritsa Est 1,2 et 3 est de 3200 MW). 34,5 % de l'électricité provient de la centrale nucléaire de Kozloduy (le parc nucléaire bulgare, composé de 6 réacteurs dont 4 à l'arrêt depuis l'adhésion du pays à l'UE en 2007, exploite actuellement 2 VVER-1000). L'électricité générée par les centrales hydroélectriques appartenant à la compagnie nationale d'électricité NEK représente près de 8 % de la production totale (leur capacité de production dépasse 2 800 MW dont 800 MW provenant de la centrale Tchaïra, construite afin de compenser la mise hors exploitation non programmée de deux réacteurs de Kozloduy). Par ailleurs, Akuo Energie (société présente déjà au Monténégro et en Croatie) possède quatre centrales hydroélectriques dans la région de Sofia (Kokaliane, Pasarel, Yahinovo et Germanea) d'une capacité installée de 63 MW. Le solde de la production d'électricité provient de centrales photovoltaïques et éoliennes ainsi que des centrales à cycle combiné utilisant du gaz naturel. La Holding Énergétique Bulgare (BEH), conglomérat vertical propriété de l'Etat à 100 % (dépend du ministère de l'Énergie), se compose de sociétés dont les activités couvrent la production, l'approvisionnement et la transmission d'électricité ; le transport, l'approvisionnement et le stockage de gaz naturel ainsi que l'extraction de charbon. Parmi les entreprises publiques de la BEH figurent: NPP Kozloduy, TPP Maritsa Est 2, NEK, Electricity System Operator (ESO). La part de marché de BEH dans la production d'électricité en Bulgarie est d'environ 60 %, avec une capacité de production d'électricité installée de 6,3 GW et générant 29,24 TWh d'électricité.



Infrastructures et réseau : la gestion du réseau de transport (14 732 km de lignes électriques et 295 sous-stations est confiée à l'opérateur public ESO (gestion et de la maintenance du réseau électrique bulgare ainsi que des interconnexions avec les réseaux électriques des pays voisins). Près de 1 450 km de lignes électriques de 110 kV et de 400 kV relient le réseau électrique de la Bulgarie à ceux de la Grèce, de la Macédoine du Nord, de la Roumanie, de la Serbie et de la Turquie et disposent d'une capacité commerciale à l'exportation de 1 950 MW et à l'importation de 1 590 MW. Afin de renforcer les interconnexions électriques, l'opérateur bulgare prévoit la construction, de 2021 à 2030, de deux nouvelles lignes de 400 kV reliant le réseau électrique bulgare à ceux de Grèce et de Serbie.

Marché et distribution : trois distributeurs d'électricité - EVN (1,7 million de clients dans la région Sud-centre ; territoire couvert de 42 000 km² ; longueur du réseau moyenne tension : 23 408 km et réseau basse tension : 35 600 km), CEZ – compagnie en cours de vente à la société bulgare EUROHOLD (près de trois millions de clients en Bulgarie de l'Ouest ; territoire de 40 000 km² ; longueur du réseau moyenne tension : 23 408 km et réseau basse tension : 34 494 km) et Energo Pro (1,1 M clients en Bulgarie du Nord-est ; territoire de 30 000 km² et longueur du réseau totale de 42 185 km) disposent chacun d'une licence de distribution aux clients finaux et sont propriétaires des réseaux de distribution basse et moyenne tension. 48 % de l'énergie produite en Bulgarie est vendue sur le marché à prix réglementé (réservé aux consommateurs d'électricité basse tension) et 52 % est celle commercialisée sur le marché libre (via la Bourse de l'énergie IBEX).

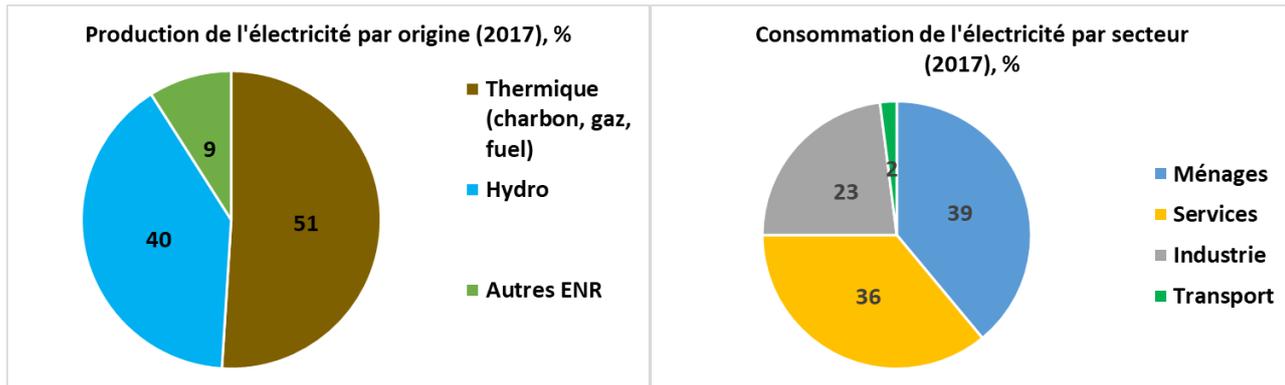
Eléments du Programme national de réformes (PNR) 2019

Le PNR annonce un objectif national de 16 % relatif à la part de l'énergie provenant de sources renouvelables dans la consommation finale de l'énergie à l'horizon 2020, ce qui est inférieur à l'objectif prévu dans la directive 2009/28/EC, qui est de 20 %. Le document ne prévoit pas d'objectif national à l'horizon 2030. Pour rappel, l'objectif européen en termes de part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de l'Union est fixé à 32 % à l'horizon 2030.

CROATIE

Importante production hydroélectrique (50 % des capacités de production d'électricité). La Croatie partage avec la Slovénie la centrale nucléaire de Krško.

50 % de ses capacités de production d'électricité sont dans l'énergie hydroélectrique. La production électrique globale de la compagnie publique d'électricité croate HEP varie entre 12,5 et 16 TWh, et couvre environ 50 à 80% des besoins (selon les conditions hydrologiques de l'année) qui s'élèvent environ à 17 TWh. Les besoins du marché croate sont couverts par 26 centrales hydrauliques (2 188,5 MW de capacité installée), 8 centrales **thermiques et à cogénération** (1 671 MW de capacité installée alimentées au pétrole, gaz ou charbon), et 525 MW de capacité installée en Energie renouvelable à 85% éolienne. **Les importations** peuvent s'élever jusqu'à 50% comme cela a été le cas en 2017, en provenance majoritairement de Bosnie-Herzégovine et de Hongrie. A cela, il faut encore ajouter la **centrale nucléaire de Krško**¹⁸ en Slovénie d'une capacité de 676 MW et détenue à parts égales par les 2 pays. Elle représente environ 8% des capacités de production croates totales et **18% de la consommation annuelle**. Opérationnelle depuis 1983, une prolongation de sa durée de vie jusqu'à 2043 a été convenue en 2015 entre les deux pays.



Depuis 2012, plusieurs projets ont été initiés sans réussir à aboutir malgré leur importance stratégique :

- Le projet de centrale thermique au charbon en Istrie, Plomin C (1 Md €) que devait construire et exploiter le japonais Marubeni et HEP (Compagnie d'électricité croate) prévoyait de substituer la centrale existante Plomin 1. Malgré la signature d'un accord d'exclusivité en 2014 et son statut « stratégique », le projet n'aura pas survécu au changement de gouvernement de 2016.
- Les ONG ont eu raison d'un projet de barrage souterrain à OMBLA, près de Dubrovnik (250 M€) financé par la BERD, au motif de la protection d'espèces cavernicoles. Mis en sommeil pour cette raison, ce projet posait d'autres questions techniques.
- HEP a lancé en 2014 un appel à manifestation d'intérêt pour un projet de centrale hydraulique HES Kosinj/Senj estimé à 500 M EUR. Il devait s'agir ici initialement d'un PPP couvrant une période de 30 ans. Cet appel n'a pas donné lieu à un appel d'offres concret. Aujourd'hui, le développement du projet serait porté uniquement par HEP, mais la traversée d'une zone classée Natura2000 rend la mise en œuvre du projet délicate.
- Le projet de centrale thermique au gaz TE-TO Osijek (450 M €) que devait porter HEP en totalité n'a pas reçu de candidature satisfaisante et est dans l'impasse depuis l'annulation de l'appel d'offres début 2016.

Le récent engagement (octobre 2017) de la BERD et de la BEI aux côtés de HEP pour l'élargissement des capacités de production à Zagreb (EL-TO Zagreb – 150 M €) a permis d'assurer l'aboutissement du projet, notamment grâce à des procédures d'AO simplifiées et systématisées et une prise en compte des questions environnementales dès la lecture du dossier.

Marché et distribution : le principal producteur et distributeur d'électricité en Croatie est l'entreprise publique HEP (85% de la distribution). Le marché de l'électricité est aligné à la réglementation européenne et ouvert à la concurrence. On compte aujourd'hui 55 producteurs et 9 distributeurs d'électricité actifs, toutefois la part du secteur privé ne représente aujourd'hui qu'une part négligeable de la consommation. L'Opérateur croate HROTE - est en charge de l'organisation des marchés de l'électricité en tant que service public et sous la supervision de l'Agence croate de régulation de l'énergie (HERA). Une bourse d'échange d'électricité (CROPEX) a été lancée en 2015, et est détenue à parts égales par HROTE et l'opérateur du réseau de transmission HOPS (du groupe HEP). Cette bourse regroupe 19 courtiers européens, les plus importants étant croate (HEP), allemand (RWE), slovène (GEN-I) ou danois (Energi Danmark, Danske Commodities).

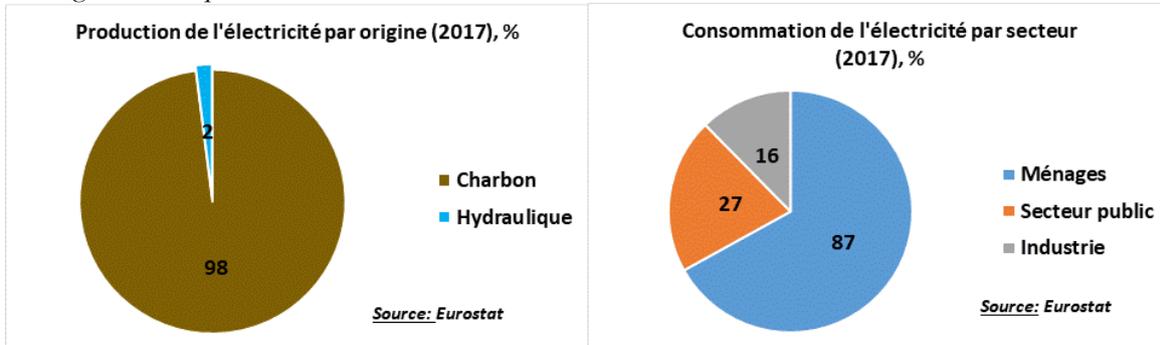
¹⁸ Technologie Westinghouse

KOSOVO

Le Kosovo dispose de 14 milliards de tonnes de réserves de lignite (charbon), soit les 5^{èmes} réserves mondiales. Le charbon représente 54% du mix énergétique global du pays, suivi par les produits pétroliers (28%) et les énergies renouvelables (15%). Le lignite représente également, de loin, la principale source de production d'électricité.

Production / Consommation

La quasi-totalité (98%) de la production d'électricité du pays (environ 6 TWh annuels) est générée par deux centrales thermiques à lignite (Kosovo A et Kosovo B), les 2% restants provenant de cinq petites centrales hydrauliques. Des projets de construction de nouvelles centrales hydrauliques se sont heurtés à des protestations de la part de groupes écologistes et populations locales, les zones à fort potentiel hydraulique se situant toutes dans des parcs naturels. La production ne suffit pas à combler la demande annuelle du pays, qui est contraint d'importer de l'électricité (environ 17% du total) en hiver, l'électricité restant le principal moyen de chauffage domestique devant le bois et le charbon.



Les centrales Kosovo A et B datent des années 1960, et ne produisent plus que 60% de leur potentiel d'origine. Elles font de Pristina la ville la plus polluée d'Europe. Une nouvelle centrale à lignite (Kosova e Re, 500 MW), ainsi que la réhabilitation de Kosovo B et le démantèlement de Kosovo A sont annoncés, afin de rendre le Kosovo autosuffisant en électricité. Le projet comprend la construction d'une nouvelle mine de lignite alimentant la centrale (Subovca Sud). Le groupe américain Contour Global, *preferred bidder*, a choisi un consortium de filiales de General Electric pour procéder à sa construction. Estimé à 1,4 Mds \$ (soit 20 % du PIB), le projet serait financé par l'OPIC (Overseas Private Investment Corporation) ainsi que par des agences de crédit export. En revanche, la Banque Mondiale, initialement favorable, ainsi que la BERD refusent de soutenir ce projet en raison de son impact climatique. Les travaux, annoncés pour 2017 puis repoussés à début 2019, ont encore été reportés en raison d'oppositions internes et de recherches de financement suite au retrait de la BM. Le Kosovo cherche par ailleurs à développer sa production d'énergie renouvelable. Environ 25 MW de production photovoltaïque ont été installés en 2016, avec un objectif de 70 MW à l'horizon 2020.

Par ailleurs, l'intention de l'Etat kosovar de soutenir la centrale Kosova e Re par l'intermédiaire d'une aide d'Etat a été signalée à la Communauté de l'énergie le 10 mai 2019 (<https://www.energy-community.org/legal/cases/2019/case0419KO.html>). Le Kosovo dispose d'un potentiel éolien qui demeure encore faiblement exploité (1,35MW) mais attire des investisseurs privés.

Réseau / infrastructures

Environ 15% de la production totale est perdue lors de la distribution en pertes techniques et 38% supplémentaire en raison du manque d'efficacité énergétique. Le réseau transfrontière est principalement connecté selon un axe nord-sud à la Serbie (import) et à la Macédoine du Nord (Export). La principale difficulté rencontrée par le Kosovo demeure son approvisionnement rapide en cas de pointe, car ne disposant pas de suffisamment de capacités de réserve. En juin 2016, une première ligne haute tension de 400Kv entre l'Albanie et le Kosovo a été inaugurée. D'autres devraient suivre afin de mieux relier les deux pays et permettre au Kosovo de profiter des ressources hydrauliques voisines.

Marché

La société publique KEK, gestionnaire des centrales thermiques Kosovo A et Kosovo B, produit plus de 95% de l'électricité au Kosovo et est également responsable de l'extraction du charbon, de la production, et de la fourniture d'électricité au réseau. La KEDS, appartenant aux groupes turcs Çalık Holding et Limak depuis 2013 suite à sa cession par la KEK, détient l'exclusivité de la distribution d'électricité au Kosovo. La KOSTT, créé en 2006, remplit les fonctions de GRT et gère notamment les interconnexions avec les pays voisins. La création d'un marché énergétique unique avec l'Albanie, en particulier pour l'électricité et le gaz, est annoncée, les productions hyperspécialisées des deux pays pouvant se compléter l'une l'autre. Des accords de coopération avec le Monténégro et la Macédoine du Nord sont également en pourparlers.

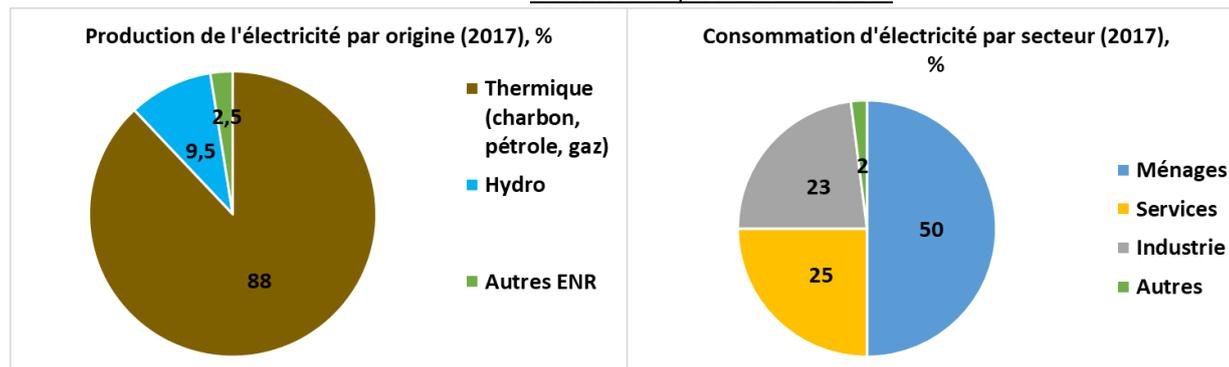
Acquis communautaire : énergie

Dans son rapport de fin mai 2019, au titre du Paquet élargissement, la Commission note qu'aucun développement significatif n'a été observé en matière de sécurité des approvisionnements en électricité malgré les investissements réalisés dans le secteur. Elle recommande de préparer le démantèlement de Kosovo A et la mise aux normes environnementales de Kosovo B. Le document ne mentionne pas les dernières évolutions sur le projet Kosova e Re. Il n'y a pas de progrès réalisés quant à l'utilisation de la nouvelle ligne électrique vers l'Albanie en raison de la résolution du différend politique entre la Serbie et le Kosovo. Cependant, la Commission salue l'adoption d'un programme de la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2018-2020 et elle encourage les efforts en termes d'alignement de la législation sur l'acquis communautaire.

MACEDOINE DU NORD

Fortement dépendante du charbon, la Macédoine du Nord doit augmenter sa part d'énergies renouvelables. Près de 37 % de l'électricité consommée est importée.

Production / Consommation



La capacité totale des centrales électriques en 2018 est de 2 076,25MW. Elle a augmenté de 5,71 MW par rapport à 2017 (selon le rapport de la Commission de réglementation de l'énergie de la Macédoine du Nord). La production d'électricité est fortement dépendante du charbon. En effet, la principale centrale du pays, REK Bitola (Novaci), à pleine capacité, représente jusqu'à 70 % de la production macédonienne. La part des énergies renouvelables est encore anecdotique même si plusieurs projets ont vu le jour dernièrement et que le pays possède plusieurs centrales hydroélectriques héritées en grande partie de la période socialiste. Toutefois, la production macédonienne (5600Gwh en 2017) ne suffit pas à combler la demande annuelle du pays. Ainsi, près de 37% de l'électricité consommée est importée. Les pertes sont estimées à 17 % de la production annuelle.

La prépondérance du chauffage à l'électricité explique en grande partie la très forte consommation de cette énergie par les ménages. La consommation industrielle (1421 Gwh en 2017) est largement tirée par la sidérurgie et la métallurgie qui représentent à elles seules 43 % de la consommation du secteur industriel.

Réseau / Infrastructures

Dans le cadre du processus de Berlin et du programme d'intégration du marché européen de l'électricité, un projet de ligne de transport 400kV reliant la Macédoine du Nord à l'Albanie est en cours (49M€ - bénéficiant d'une subvention UE et d'un cofinancement BERD). Ce projet, qui devrait être réalisé d'ici 2023.

Par ailleurs, plusieurs projets sont en cours afin de développer les énergies renouvelables comme la construction d'une centrale photovoltaïque sur la mine de charbon épuisée du TPP d'Oslomej (8,7M€) ou la finalisation de la phase 2 du parc éolien de Bogdanci (76M€) portant la capacité totale du parc à 50MW. En outre, deux plans de modernisation et de revitalisation de centrales sont prévus dans le plan d'investissement 2018-2022 d'ELEM. Il concerne les centrales à charbon de Bitola et d'Oslomej et vise à prolonger leur durée de vie et à diminuer leur impact environnemental.

Marché et distribution

L'opérateur historique a été subdivisé en trois compagnies indépendantes : société publique ELEM (production), société publique MEPSO (transport), groupe public autrichien EVN (distribution).

Le processus de libéralisation du marché de l'électricité en Macédoine est toujours en cours. Selon le rapport de 2018 de la Commission de réglementation de l'énergie de République de Macédoine du Nord, la libéralisation réelle du marché de l'électricité était de 47,26 % en 2018. L'ouverture à la concurrence extérieure n'est toujours pas effective mais est à l'agenda du gouvernement.

Acquis communautaire : chapitre 15 (Energie)

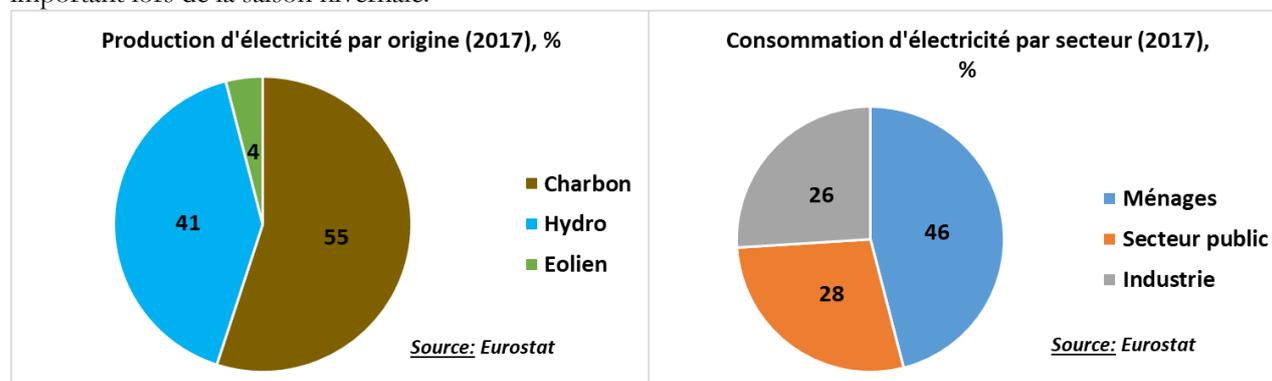
Dans son rapport du 29 mai 2019, la Commission salue l'adoption d'une législation conforme au 3^{ème} Paquet Energie. Le transport et la distribution de l'électricité et du gaz ont été formellement séparés et l'opérateur du transport d'électricité a déposé une demande de certification auprès de la Commission pour la régulation de l'énergie et une décision devrait être soumise par la suite au Secrétariat de la Communauté de l'énergie.

MONTENEGRO

Grâce notamment aux importantes ressources hydrauliques dont dispose le pays, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du Monténégro est élevée (32% en 2017). Toutefois, la source principale de production d'électricité reste le charbon. En s'appuyant sur plusieurs projets majeurs, le Monténégro entend diversifier ses sources d'énergie renouvelable, notamment les énergies éolienne et solaire.

Production / Consommation

La quasi-totalité de la production d'électricité du pays (environ 3 TWh annuels) est générée par trois centrales, l'une thermique (Pljevlja), et deux hydrauliques (Perucica et Piva). Toutefois, cette production ne suffit pas à combler la demande annuelle du pays, qui est contraint d'importer de l'électricité lors de la saison estivale, notamment du fait des activités liées au tourisme. Environ le tiers de la consommation d'électricité annuelle est donc importé. En outre, les pertes sont substantielles sur le réseau monténégrin : on estime que plus de 12% de la production annuelle est ainsi perdue lors de sa distribution, un chiffre plus important lors de la saison hivernale.



De nouveaux projets sont en cours de développement dans les énergies renouvelables, afin de réduire progressivement la dépendance au charbon (les réserves en charbon du pays sont estimées à 50 ans). Le premier parc éolien (Krnovo, 72 MW) est opérationnel depuis novembre 2017 - développé et exploité par Akuo Energy, et le deuxième (Mozura, 46 MW) a été mis en service en 2018. Un mémorandum a été signé en 2018 pour la construction d'éoliennes sur un troisième site (Gvozd, 50 MW) pour un montant d'environ 70 M EUR, avec pour objectif un début de production en 2022. Le secteur éolien, qui représente moins de 5% de la génération d'électricité, pourrait atteindre 20% au regard du potentiel du pays. Enfin, le gouvernement a conclu en 2018 un accord avec un consortium international (la compagnie finlandaise Fortum, EPCG ainsi que l'indien Sterling&Wilson) pour la construction d'une centrale photovoltaïque, avec une capacité de 200 MW, pour un montant de 180 M EUR.

Réseau / infrastructures

Plusieurs projets sont en cours afin de moderniser et d'améliorer le réseau de distribution. Dans le cadre du processus de Berlin, les travaux du tronçon monténégrin du TransBalkan Corridor (130 M EUR, bénéficiant d'une subvention UE et d'un cofinancement KfW/BERD) ont débuté en 2018. Ce tronçon comprend notamment une nouvelle ligne 400 kV entre Lastva et Pljevlja, ainsi qu'une nouvelle station de transformation à Lastva. En outre, les centrales font l'objet de programmes de rénovation et de modernisation menées principalement par EPCG (compagnie publique de production d'électricité). La compagnie a annoncé en 2018 un cycle d'investissement de 175 M EUR sur cinq ans, qui comprend notamment des travaux sur l'impact environnemental à Pljevlja ou des travaux d'expansion à Perucica.

La finalisation des travaux liés au câble sous-marin reliant le système électrique monténégrin avec celui de l'Italie est envisagée d'ici la fin 2019.

Marché

L'opérateur historique, EPCG, a été subdivisé en plusieurs compagnies indépendantes : CGES (transmission), CEDIS (distribution) et EPCG (production) ; cette séparation étant effective depuis 2016. De plus, le marché de l'électricité a été ouvert en 2015, cependant aucun opérateur privé n'a rejoint le marché à ce stade. Une agence de régulation de l'énergie a également été créée, et a rejoint le réseau européen des régulateurs d'énergie en janvier 2018.

Dans son rapport de progrès 2018, la Commission européenne incitait le pays à créer une bourse d'échange d'électricité ou à en rejoindre une existante (la bourse de référence pour le prix de l'électricité était alors Budapest). L'initiative MEPX (Montenegro Electricity Power Exchange) a donc été lancée en 2017. Le projet est toujours en cours de développement, et le gouvernement monténégrin a annoncé en avril 2019 son association avec le norvégien Nord Pool pour finaliser la création de cette bourse d'échange.

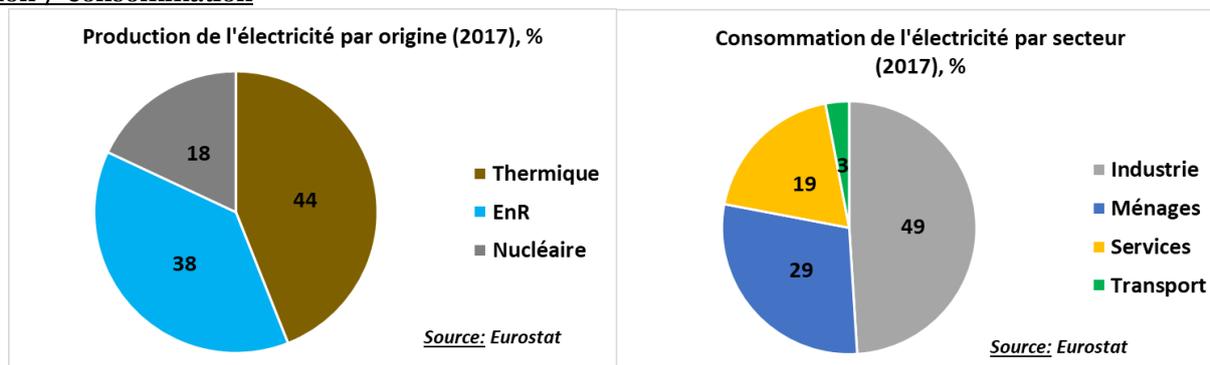
Acquis communautaire : chapitre 15 (Energie)

Dans son rapport du 29 mai 2019, la Commission considère que le niveau de préparation du Monténégro concernant la transposition de l'acquis communautaire au titre du chapitre 15 est bon. Le pays devrait concentrer ses efforts maintenant sur la mise en place du marché *day-ahead* et l'intégration régionale de son marché électrique.

ROUMANIE

La production d'électricité en Roumanie est de 57 TWh, pour une consommation de 49 TWh (Eurostat 2017). Le mix électrique se compose de 44% d'énergie fossile, 18% de nucléaire et 38% d'énergies renouvelables. Les principaux développements concernent l'énergie nucléaire et la production issue du gaz.

Production / consommation



Bien qu'en déclin, le charbon occupe encore une place importante dans la production électrique, avec les centrales d'Oltenia et Hunedoara. Par ailleurs, depuis mars 2019, l'électricité dont la source est le charbon est exempte de la taxe de 2 % sur le chiffre d'affaires d'imposition des entreprises du secteur énergétique. Depuis décembre 2018, l'autorité de régulation énergétique a la possibilité d'imposer des plafonds temporaires (3 ans) sur les prix de l'électricité.

La Roumanie dispose d'un potentiel important en énergies renouvelables, avec une production d'électricité d'origine hydraulique qui peut atteindre jusqu'à 30% du total de la production. La société publique Hidroelectrica détient et exploite plus de 200 centrales hydroélectriques, d'une capacité totale installée de 6761 MW. L'énergie éolienne est la deuxième forme d'énergie verte en Roumanie, avec une capacité totale installée des parcs éoliens roumains de 3030 MW tandis que les parcs solaires ont une capacité installée de 1378 MW.

La Roumanie ne possède qu'une centrale nucléaire, à Cernavodă, comprenant deux réacteurs de technologie CANDU d'une puissance unitaire de 700MW. L'exploitant de la centrale, Nuclearelectrica, a signé en mai 2019 un accord préliminaire d'investissement avec China General Nuclear Power Corporation pour la construction de deux nouveaux réacteurs de technologie CANDU d'une puissance unitaire de 700MW. La centrale nucléaire de Cernavodă contribue à 18% de la production électrique nationale, un taux qui pourrait s'élever à 30 % avec la réalisation des réacteurs 3 et 4. Le gouvernement souhaite augmenter la part du gaz naturel. Plusieurs projets sont en cours ou devraient l'être, à l'image d'une centrale thermique à gaz d'une capacité de 430 MW en cours de construction par Romgaz à Iernut, et d'une étude de faisabilité pour une centrale thermique aux capacités similaires (400-500 MW) à Mintia.

La Roumanie dispose d'importantes ressources gazières dans son domaine maritime de mer Noire, estimées à plus de 170 Mds m³. Engie a signé, en novembre 2018, avec Black Sea Oil & Gas (BSOG) un accord concernant l'achat de gaz naturel qui sera extrait en Mer Noire, au sein d'un gisement dont les réserves sont estimées à 10 milliards de m³.

Réseau / infrastructures

Le réseau électrique se compose de 81 stations et sous-stations électriques. Les investissements à réaliser concernent la construction de 1000 km de lignes haute tension (400Kv) sur le « ring » intérieur du pays. Ces projets nationaux figurent dans le Ten Year Network Development Plan 2014 européen. Estimées à 1,2 Md EUR, ces nouvelles lignes concernent les liaisons Porte de fer – Anina – Resita – Timisoara – Sacalaz – Arad (291 km) ; Gadalina – Suceava (260km) ; Smardan – Gutinas (140km) ; Cernavoda – Stalpu (160km) ; Ostrovu Mare – Ret (32km) ; Suceava – Balti (90km) ; Isaccea – Medgidia South substation (27km).

Le taux d'interconnexion, estimé à 7% en 2017, aurait dépassé les 9% en 2018 grâce à la réalisation de travaux d'interconnexion avec la Serbie, se rapprochant de l'objectif de 10%. D'autres projets d'interconnexion sont en cours avec la Hongrie et la Moldavie.

Marché

La production est encore fortement dominée par les entreprises publiques : Hidroelectrica (80% Etat roumain et 20% Fonds Proprietatea) pour l'énergie hydraulique, Nuclearelectrica (82,5% Etat roumain, 9% Fonds Proprietatea et 8,5% autres privés) pour le nucléaire ; deux anciens combinats - Oltenia et Hunedoara – assurent la production au charbon. Enfin, l'opérateur public Transelectrica (58,7% Etat roumain et 41,3% autre) gère le système de transport. La distribution est assurée par quelques entreprises (Electrica, E.ON), ainsi que par Enel et CEZ qui prévoient de se retirer du marché du marché roumain.

Eléments du Programme national de réformes (PNR) 2019

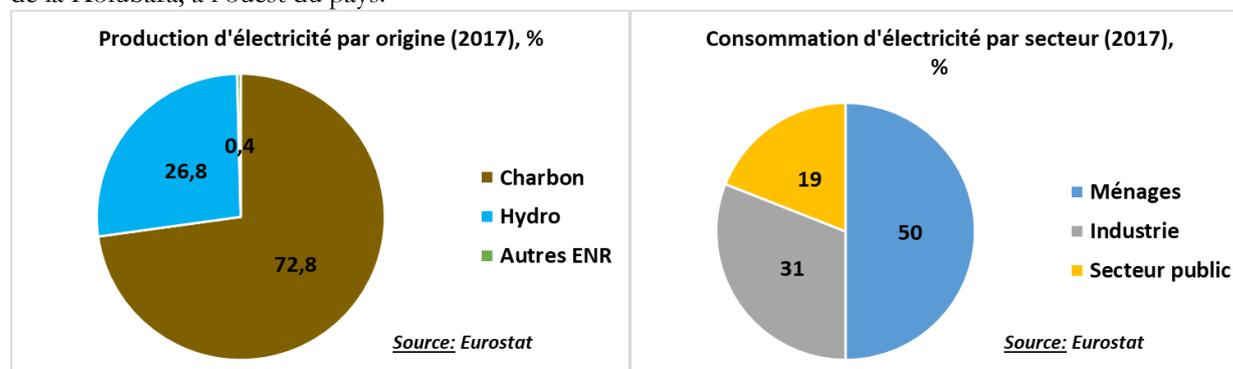
Le développement des sources d'énergies renouvelables est prioritaire pour la Roumanie. Le PNR 2019 annonce la réalisation de 53 projets dans ce domaine dont 26 dans le solaire, 11 dans l'hydroélectricité, 9 éoliens, 3 concernant des centrales de biomasse, 1 géothermique et 3 mixtes générant une production électrique de 192 MW.

SERBIE

L'électricité représente environ 25% de la consommation finale d'énergie en Serbie, soit le deuxième poste après le pétrole et ses dérivés (34%). La consommation d'électricité annuelle est estimée à 29 TWh, soit 29 milliards de kWh, et la production annuelle à 37 TWh. Ces dernières années, la Serbie a pris l'engagement d'atteindre 27 % de production d'énergies renouvelables d'ici 2020 (contre 21 % actuellement).

Production

La production annuelle d'électricité, environ 37 TWh, repose en quasi-totalité sur deux types de centrale, les centrales thermiques (charbon) et les centrales hydrauliques. On compte dans le pays 8 centrales thermiques, pour un total de 25 générateurs d'énergie électrique, ainsi que 16 centrales hydrauliques, qui regroupent 50 générateurs. Les centrales hydrauliques les plus importantes sont situées sur le Danube, à Kostolac, tandis que les réserves de lignite (charbon) sont principalement localisées dans la région de la Kolubara, à l'ouest du pays.



Parmi les « autres renouvelables », la biomasse produit (en 2017) 75 GWh, l'éolien 49 GWh et l'énergie solaire 12 GWh. De plus, le chauffage représente 40% de la consommation annuelle d'électricité en Serbie, entraînant d'importantes variations saisonnières. Le pays est donc exportateur d'électricité en été et importateur en hiver, mais reste exportateur net sur l'année (6,5 TWh exportés contre 5,7 TWh importés en 2017).

Infrastructures et Réseau

Les infrastructures de production et de transport d'électricité sont anciennes mais garantissent à la Serbie une indépendance en termes de production d'électricité. La moyenne d'âge des centrales thermiques est d'environ 30 ans, et 40 ans pour les centrales hydrauliques. En 2016, le réseau de transport était constitué de 10 000 km de câbles, dont 1 600 km de câbles à haut-voltage (400kV), et de 85 transformateurs. De nouveaux projets sont en cours afin de moderniser le réseau de distribution, notamment entre Pancevo et Resita en Roumanie (double ligne 400 kV), un nouveau transformateur 400 kV/110 kV à Belgrade ou encore une nouvelle interconnexion entre la Serbie, la Bosnie-Herzégovine et le Monténégro.

Marché et distribution

Le principal producteur et distributeur d'électricité en Serbie est l'entreprise publique EPS (Elektroprivreda Srbije), qui couvre 97% de la distribution. Conformément aux directives européennes, EPS a dû abandonner en 2005 son activité de transport de l'électricité, qui est désormais assurée par EMS (Elektromreza Srbije, ancienne filiale d'EPS devenue indépendante). Toujours dans le cadre de son intégration européenne, la Serbie a adopté des amendements majeurs en 2014 à son cadre législatif sur le marché de l'électricité. Les secteurs de la production et de la distribution ont été ouverts à la concurrence pour les particuliers, et une agence de régulation de l'énergie a vu le jour (AERS). Il y a aujourd'hui environ 60 fournisseurs privés d'électricité, mais qui représentent une part négligeable de la consommation.

Une bourse d'échange d'électricité (SEPEX) a été lancée en 2016, à l'initiative d'EMS et d'un gestionnaire de bourses français (EPEX SPOT), détenue à 85% par EMS et à 15% par EPEX SPOT. Cette bourse regroupe une vingtaine de courtiers européens, les plus importants étant slovène (GEN-I), britannique (Freepoint Commodities) ou danois (Energi Danmark).

Acquis communautaire : chapitre 15 (Energie)

Dans son rapport de fin mai 2019, la Commission considère que des progrès limités ont été accomplis par la Serbie dans la transposition de l'acquis communautaire et elle recommande de mettre en place des mesures pour accélérer les réformes de connectivité définies dans l'Agenda de connectivité. Le document souligne les progrès réalisés par la Serbie pour se conformer au 3^{ème} Paquet Energie, le fait que le volume des échanges sur la Bourse de l'électricité a augmenté en 2018 et le marché day-ahead fonctionne. La Commission souligne, cependant, que la séparation effective de l'opérateur du système de transmission électrique EMS devrait être réalisée conformément aux exigences du Traité sur la Communauté de l'énergie.

Copyright
Tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation expresse du Service Économique de Sofia (adresser les demandes à sofia@dgtresor.gov.vf).

Clause de non-responsabilité Le Service Économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.

Auteur : Les Services économiques de la circonscription Danube Balkans (Belgrade, Bucarest, Sofia, Zagreb).

Adresse : SER de Sofia, 15 rue Oborichté, 1504 Sofia, BULGARIE

Revu par : Florence Dobelle, Dominique Grancher, Alexandre Fischman
Directeur de publication : Florence Dobelle

Version du 3 septembre 2019