

## SRI LANKA

### Les vulnérabilités énergétiques du Sri Lanka

Le Sri Lanka présente une dépendance énergétique externe importante, qui constitue un facteur central de vulnérabilité du système énergétique. Le pays importe une part importante de ses besoins en combustibles fossiles, lesquels représentaient environ 54 % du bouquet énergétique total en 2022 (et 39 % de la production électrique en 2025), l'exposant à la volatilité des prix internationaux ainsi qu'à des tensions récurrentes sur les devises nécessaires au financement des importations. Au-delà de cette dépendance externe, le mix énergétique présente des fragilités structurelles. L'hydroélectricité, bien qu'importante, est fortement dépendante des conditions climatiques, ce qui limite sa fiabilité comme source de base. Le recours aux combustibles fossiles importés reste en conséquence déterminant pour assurer l'équilibre du système électrique, renforçant mécaniquement la dépendance extérieure. Par ailleurs, les infrastructures énergétiques demeurent insuffisamment développées, notamment en matière de capacités de stockage, de raffinage et de transport. À cela s'ajoutent des fragilités de gouvernance, un cadre tarifaire qui ne permet pas pleinement d'assurer la soutenabilité financière du secteur électrique et une incapacité à attirer les financements internationaux, pourtant essentiels.

#### **Le Sri Lanka dispose d'un système énergétique structurellement contraint et exposé à des vulnérabilités multiples**

**La première vulnérabilité du système énergétique sri-lankais tient à sa forte dépendance aux importations d'hydrocarbures.** Le pays importe une part importante de ses produits pétroliers, dont environ 50 % proviennent du Moyen-Orient, utilisés pour la production d'électricité, les transports et une partie de l'activité industrielle. Cette configuration induit une exposition directe aux marchés internationaux, sans levier domestique significatif de substitution à court terme. Elle est d'autant plus contraignante que les réserves de change demeurent structurellement faibles. La crise économique de 2022 l'a illustré, avec des pénuries de carburants et des perturbations de la production électrique. Les tensions actuelles dans le Golfe persique renforcent ce constat, avec des rationnements à l'achat de carburant, des alertes sur l'approvisionnement électrique et une détérioration du compte courant et des réserves.

**Cette dépendance se retrouve dans le système électrique, dont l'équilibre reste contraint par la variabilité de l'hydroélectricité et le recours aux combustibles importés.** En 2024, l'hydroélectricité a assuré un peu plus de 40 % de la production nette, tandis que le charbon et le fioul en représentaient près de 47 %. Les renouvelables non hydrauliques progressent, mais restent encore insuffisantes pour réduire le rôle des moyens thermiques.

**Les infrastructures énergétiques constituent un autre facteur de vulnérabilité, tant en matière de raffinage que de réseau et de stockage.** Le secteur du raffinage repose essentiellement sur la raffinerie de Sapugaskanda, dont la capacité de 38 000 barils/jour couvre moins d'un tiers de la demande nationale en produits pétroliers. Cette capacité limitée contraint le pays à importer une part importante de produits déjà raffinés, à des coûts plus élevés. Le réseau électrique, conçu historiquement pour une production centralisée hydroélectrique, fait face à des contraintes de congestion et d'adaptation liées au développement rapide du solaire en toiture, qui dépasse 2,4 GW<sup>1</sup> installés et entraîne déjà des situations ponctuelles d'écrêtement et de limitation d'injection. Les capacités

<sup>1</sup> [Renewable-Generation-Report-Q4-2025.pdf](#) le rapport indique une capacité solaire en toiture de 2,47 GW au 31 décembre 2025, dont 2 120 MW raccordés à CEB et 352 MW via LECO.

de stockage demeurent, enfin, quasi inexistantes à l'échelle du système, réduisant les marges de sécurité en cas de choc d'approvisionnement ou de variation de la production renouvelable.

**Enfin, le segment de distribution demeure marqué par des fragilités techniques, institutionnelles et financières.** Historiquement dominé par le CEB, scindé en mars 2026 en six entités distinctes, aux côtés de la Lanka Electricity Company (LECO), le secteur souffre d'une gouvernance fragmentée, d'une coordination opérationnelle limitée et d'une situation financière dégradée. Après un retour temporaire à l'équilibre en 2024, le CEB a de nouveau enregistré une perte cumulée de 38,73 Mds LKR (soit environ 110 M USD) en 2025, illustrant les difficultés persistantes à appliquer une tarification reflétant les coûts dans le cadre des engagements pris à l'égard du FMI. Ces tensions financières affectent également les producteurs privés d'énergies renouvelables : les retards de paiement accumulés par le National System Operator, estimés à près de 10 Mds LKR (soit environ 30 M USD) en avril 2026, feraient toutefois l'objet d'un apurement progressif.

## **Les marges de réduction des vulnérabilités énergétiques reposent sur la sécurisation des approvisionnements, la modernisation du réseau et la stabilisation du cadre sectoriel**

**Un levier prioritaire consiste à mieux sécuriser les approvisionnements, en diversifiant les fournisseurs, en améliorant la programmation des achats et en renforçant les procédures de passation des marchés.** Des évolutions ont été engagées depuis la crise de 2022, notamment avec l'appui des bailleurs pour standardiser les appels d'offres et réduire le risque perçu par les investisseurs. Leur traduction opérationnelle reste toutefois limitée : les tensions récentes sur les importations de charbon et de carburants ont encore conduit les autorités à recourir à des achats spot ou d'urgence, plus coûteux et moins prévisibles.

**La modernisation rapide du réseau électrique apparaît également essentielle.** L'enjeu ne tient pas seulement à l'augmentation des capacités de production, mais à la capacité du système à intégrer davantage d'énergies renouvelables variables tout en préservant la sécurité d'approvisionnement. L'objectif gouvernemental de porter les renouvelables à 70 % de la production électrique d'ici 2030 nécessiterait environ 12 Mds USD d'investissements sur six ans, notamment dans les réseaux, le stockage et les capacités de production.

**Le développement du solaire et de l'éolien terrestre constitue la principale marge de progression à court terme.** Le projet éolien initié en 2022 par le groupe indien Adani à Mannar et finalement abandonné en février 2025 après la renégociation du prix de l'électricité par les nouveaux dirigeants du pays, estimé à 440 M USD, illustre à la fois le potentiel du secteur et les difficultés persistantes à sécuriser les investissements privés, dans un cadre réglementaire encore peu prévisible. Dans ce contexte, le solaire décentralisé, notamment en toiture ou sur bâtiments publics, apparaît comme un levier plus rapidement mobilisable, même s'il reste dépendant d'équipements photovoltaïques importés.

**La réforme du cadre sectoriel constitue dès lors un levier central, au-delà de la seule réorganisation institutionnelle de la CEB déjà engagée.** Sa portée dépendra de la capacité des autorités à stabiliser le cadre réglementaire, à renforcer la coordination entre acteurs et à maintenir une tarification reflétant les coûts, conformément aux engagements pris avec le FMI, tout en préservant des compensations ciblées pour les ménages vulnérables. L'introduction effective de l'open access pourrait, à terme, permettre aux grands consommateurs industriels de contractualiser directement avec des producteurs privés, notamment renouvelables.

**Enfin, l'amélioration du cadre d'investissement apparaît indispensable.** Les investissements étrangers restent cependant freinés par l'instabilité réglementaire, le manque de prévisibilité des politiques publiques et des procédures d'appel d'offres encore jugées insuffisamment transparentes. Ces fragilités pèsent déjà sur certains projets privés, notamment dans le solaire, et limitent la capacité du pays à mobiliser les financements nécessaires à sa transition énergétique.

À court terme, la vulnérabilité énergétique du Sri Lanka devrait demeurer élevée en raison de la dépendance persistante aux importations d'hydrocarbures, des contraintes pesant sur les réserves de change et des limites structurelles du système électrique. Si les autorités ont engagé plusieurs réformes visant à améliorer la gouvernance du secteur et à accélérer la transition énergétique, leur mise en œuvre opérationnelle reste limitée. Le principal enjeu réside désormais dans la capacité du pays à moderniser rapidement ses infrastructures électriques — notamment les réseaux et le stockage — tout en rétablissant un cadre réglementaire suffisamment lisible et crédible pour attirer durablement les financements et investisseurs internationaux nécessaires à la transformation du secteur.

## ANNEXE

### Production nette d'électricité au Sri Lanka par source, 2023-2025

NB : le Statistical Digest 2025 du CEB n'étant pas encore disponible sur le site du CEB au moment de la mise à jour, la comparaison 2025 reprend les données annuelles cumulées du rapport PUCSL Renewable Generation Report Q4 2025. La ventilation 2025 est donc présentée par source, et non selon la ventilation complète CEB/IPP de l'annexe 2023-2024.

Source	2023 GWh	2024 GWh	2025 GWh	Var. 2024-2025	% total 2025
Grande hydroélectricité	4 573	5 426	6 306	+16,2 %	34,9 %
Fioul / thermique pétrole	3 132	2 336	2 216	-5,1 %	12,3 %
Charbon	4 646	5 482	4 870	-11,2 %	27,0 %
NCRE hors grande hydroélectricité	3 225	3 558	4 660	+31,0 %	25,8 %
<b>Total production nette</b>	<b>15 576</b>	<b>16 802</b>	<b>18 052</b>	<b>+7,4 %</b>	<b>100,0 %</b>

Sources : CEB Statistical Digest 2024 pour 2023-2024 ; PUCSL, Renewable Generation Report Q4 2025.

#### Détail 2025 des renouvelables

Technologie renouvelable	Production 2025 GWh	% des renouvelables (incl. grande hydro)	Commentaires
Grande hydroélectricité	6 306	57,5 %	Source structurelle dominante, mais variable selon l'hydrologie.
Mini-hydro IPP	1 402	12,8 %	Incluse dans les NCRE.
Solaire en toiture	1 938	17,7 %	Forte progression ; principale contribution solaire décentralisée.
Solaire IPP	347	3,2 %	Solaire hors toiture.
Éolien IPP	401	3,7 %	Production privée.
Éolien CEB	373	3,4 %	Production publique.
Biomasse	127	1,2 %	Production marginale.
Déchets municipaux (MSW)	72	0,7 %	Production marginale.
<b>Total renouvelables</b>	<b>10 966</b>	<b>100,0 %</b>	<b>Soit 60,7 % de la production électrique totale 2025.</b>

Lecture : en 2025, les énergies renouvelables, grande hydroélectricité incluse, représentent environ 10 966 GWh, soit 60,7 % de la production électrique annuelle. Les combustibles fossiles (charbon + fioul) représentent environ 7 086 GWh, soit 39,3 %.