

Service économique de Delhi

2022-198

New Delhi, le 27 juillet 2022

Affaire suivie par : Mathis Benéteau, Marie Bourbon, Thomas Salez

Revue par Benoît Gauthier

Transition énergétique indienne : quel rôle pour l'hydroélectricité ?

L'Inde possède une capacité de production et un potentiel hydroélectriques importants, dont la part dans le mix électrique n'a toutefois cessé de décroître au cours des dernières décennies du fait des difficultés de développement des projets. Conscient de la nécessité de disposer d'énergies décarbonées pilotables pour réussir sa transition énergétique, le gouvernement soutient le développement de nouveaux projets hydroélectriques et notamment de pompage-turbinage, aux niveaux domestique et régional.

Disposant d'une expertise reconnue et d'entreprises actives sur le secteur, la France aurait intérêt à étendre à l'hydroélectricité sa coopération active avec l'Inde en matière d'énergies renouvelables.

Une production hydroélectrique locale et régionale conséquente et à fort potentiel

L'Inde est aujourd'hui le 6^{ème} plus grand producteur d'hydroélectricité au monde, qui représente 11% de son mix énergétique. En 2020-2021, le pays a produit 150 TWh (60 TWh en France) d'hydroélectricité, majoritairement générée par des entreprises publiques : en 2021, 40,3 % de la production provient d'entreprises appartenant à l'État fédéral, 50,4% aux États fédérés et seulement 9,3 % à des entreprises privées¹, pour des capacités installées totales de 51,5 GW (25,7 GW en France) dont 4,8 GW de petits projets hydroélectriques² (<25 MW). Cette production connaît néanmoins d'importantes variations saisonnières, avec un pic de production pendant la mousson, entre juin et septembre : en 2020-2021, quasiment 50% de la production hydroélectrique s'est concentrée durant cette période (cf. annexe 2). Celle-ci se base sur de nombreux barrages repartis à travers l'Inde, notamment au nord. À ce jour le pays compte 210 barrages hydroélectriques de plus de 25 MW (soit 3,9% de l'ensemble que compte le pays), dont 110 barrages au fil de l'eau (21,3 GW), 91 barrages avec une retenue d'eau (20,6 GW) et 9 stations de transfert d'énergie par pompage (STEP – 4,8 GW, cf. annexe 1). La production est principalement concentrée dans l'Himachal Pradesh (9,9 GW), l'Uttarakhand, le Karnataka, le Jammu et Kashmir et le Maharashtra (> 3 GW chacun - cf. carte *infra*).

L'Inde doit répondre aux défis de la forte croissance de sa demande d'électricité et de la nécessaire décarbonation de son mix énergétique, qui accentueront les tensions sur son système électrique. En effet, l'Inde est aujourd'hui le 3^{ème} consommateur d'énergie primaire au monde, consommation qui sera amenée à augmenter de 70% entre 2019 et 2040, portée par la croissance économique et l'urbanisation rapide du pays. La demande électrique, satisfaite aujourd'hui à plus de 70% par la production d'électricité à partir de charbon, connaît une croissance plus dynamique encore (+150 % entre 2019 et 2040). L'Inde devrait ainsi construire l'équivalent des capacités de production électrique de l'Europe dans les vingt prochaines années, en mettant l'accent sur des modes de production décarbonés, notamment le solaire, à

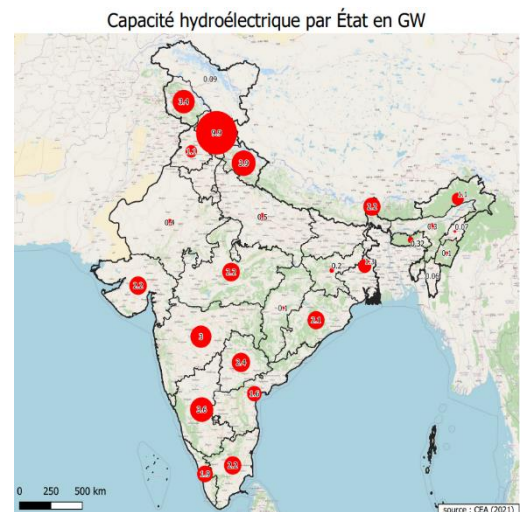
¹ Les principales entreprises publiques centrales sont : NHPC (5,5 GW), BBMB (2,9 GW), SJVNL (1,9 GW) ; d'États fédérés : KPCL (3,6 GW), MAHAGENCO (2,4 GW), TSGENCO (2,4 GW) ; privées : JSWEL : (1,3 GW), TATA POWER (0,7 GW), GREENKO (0,5 GW)

² Les installations d'une capacité inférieure à 25 MW dépendent du Ministry of New and Renewable Energy (MNRE), au-dessus elles dépendent du Ministry of power (MoP)

l'heure où le pays s'est engagé lors de la COP26 à développer une capacité de 500 GW d'énergies non-fossiles d'ici 2030. Toutefois, le solaire et de l'éolien sont des sources de production intermittentes qui ne seront pas en capacité, en l'absence de stockage, de se substituer aux centrales à charbon, très émettrices de CO₂ et de pollution atmosphérique, pour la production de base.

Du fait de la topologie montagneuse dans le nord du pays, l'Inde possède un fort potentiel de développement hydroélectrique, à même de contribuer à répondre aux enjeux de décarbonation et de stabilité.

Sur la base de la dernière étude visant à estimer le potentiel hydroélectrique du pays, qui date de 1987, le Ministry of Power (MoP) estime que le pays possède un potentiel total d'environ [148,7 GW](#)³, dont 46,7 GW sont en opération (annexe 5) et [13 GW](#) en construction, auxquels s'ajoute [21 GW](#) de petit hydroélectrique (4,8 GW en opération) ainsi que [97 GW](#) sur 63 projets de STEP (4,8 GW en opération). [30 barrages sont aujourd'hui en cours d'examen par la Central Electricity Authority \(CEA\), 14 au fil de l'eau et 16 STEP pour une capacité de 19,5 GW.](#) Le développement des capacités hydroélectriques de l'Inde est par ailleurs identifié comme un levier de décarbonation dans le cadre du *Just Energy Transition Partnership* proposé par le G7+ (cf. infra).



Cependant, ce potentiel doit être mis en regard avec le vieillissement et la faible qualité de maintenance des infrastructures existantes, ce qui réduit l'efficacité des installations et pose des questions de sécurité. L'Inde possède [5334](#) grands barrages⁴, majoritairement dédiés à l'irrigation, dont plus de la moitié a été construite entre 1970 et 1990, et [1115 auront plus de 50 ans en 2025](#). Le manque de réglementation et de transparence sur l'état réel des ouvrages pose un réel problème de sécurité des installations, et le pays a recensé [23 accidents majeurs entre 1960 et 2010](#), provoqués par la rupture des retenues. De plus, l'ancienneté de ces barrages entraîne aussi une perte d'efficacité non négligeable : d'après un [rapport](#) de l'organisation SANDRP, 89 % des installations hydroélectriques produiraient moins que prévu en partie à cause de la dégradation de celles-ci. D'après Tractebel, une partie de ces centrales utiliseraient par ailleurs des turbines de fabrication soviétique, dont les pièces détachées ne sont plus disponibles depuis la fin des années 1990 et qui ont fait l'objet de réparation *ad hoc* non optimales. À ce jour le projet Dam Rehabilitation and Improvement Programme, mené par la Centrale Water Commission (CWC) et la Banque mondiale, est le seul projet majeur de rénovation en Inde. La première phase initiée en [2012](#), représente un investissement total de 341 MUSD, a permis la rénovation de 223 barrages. Une deuxième phase allouant 250 MUSD a été engagée en 2021 pour rénover 120 barrages supplémentaires.

En parallèle du développement de ses capacités de production domestiques, l'Inde œuvre depuis plusieurs années à développer des projets hydroélectriques chez ses voisins dans le but d'importer de l'électricité. L'Inde propose ainsi d'apporter une aide technique et financière pour la construction des infrastructures dans les pays partenaires, en échange du rachat des surplus de production d'électricité.

Le Bhoutan a particulièrement bénéficié de ce mécanisme : le pays possède une capacité hydroélectrique de 2 326 MW dont 2 136 ont été développés avec le soutien de l'Inde, et les exportations d'électricité vers l'Inde ont atteint [8,8 TWh en 2020-21](#), ce qui représente 26 % du PIB bhoutanais. Ces échanges sont encadrés par un accord de 2009 dans lequel l'Inde s'engage à importer 10 000 MW d'ici

³ Les régions présentant le plus de potentiel sont l'Arunachal Pradesh (50 GW), l'Himachal Pradesh (18 GW), l'Uttarakand (18 GW) et le Jammu & Kashmir (14 GW).

⁴ La Commission Internationale des grands barrages définit les grands barrages comme ceux de 15 m de haut avec un réservoir de plus de 1 km³.

2020. Ces volumes pourraient encore augmenter, du fait de l'important potentiel hydroélectrique évalué à 23,8 GW. 2,8 GW de projets sont en construction, tandis que 7,3 GW sont en cours d'étude. Le coût d'achat de l'électricité par l'Inde est compris entre 2,2 et 4,1 INR/kWh pour les centrales en exploitation et 3,3 et 5,1 pour les projets en construction.

Le Népal, qui possède des ressources en eau abondantes et un potentiel hydroélectrique de 83 GW est aussi un partenaire de choix pour l'Inde. Parmi ces 83 GW, le pays exploite 1 181 MW dont 621 MW sont détenus par la *Nepal Electricity Authority*. Les premières discussions pour la construction d'un barrage sur la rivière Mahakali remonte à 1920 mais à ce jour seulement [50 MW](#) ont été développés avec une assistance indienne. Une relation autour de l'échange d'électricité existe entre les deux pays depuis 1971, date de la signature du premier « *Power exchange agreement* », et plus de [20](#) lignes de transport relient les réseaux électriques des deux pays pour une capacité de 600 MW⁵. L'importance de l'hydroélectricité dans la relation bilatérale Inde-Népal a été rappelée lors du déplacement du Premier ministre indien au Népal en avril 2022 avec la publication d'une [vision commune sur la coopération en matière d'électricité](#). De manière générale, [l'Inde exporte vers le Népal beaucoup plus qu'elle n'importe, sur l'année financière 2020-2021 le Népal a exporté 44 GWh alors qu'il a importé 2626 GWh](#), mais cette situation pourrait évoluer dans les années à venir avec l'augmentation des capacités de production népalaises : le projet [Arun III](#) (900 MW) en construction par l'entreprise publique indienne SJVNL ainsi que d'autres en discussion (impliquant EDF notamment) pourraient augmenter les exportations d'électricité vers l'Inde à terme.

La Birmanie possède également un potentiel très important de 100 GW, dont seulement 3 GW sont actuellement exploités. L'entreprise publique NHPC est impliquée dans le développement de certains projets dans le pays depuis [2004](#), tandis que des discussions visant de nouveaux projets et des accords d'échanges d'électricité se sont tenues ces [dernières années](#) entre les deux gouvernements.

Toutefois, les autorités indiennes sont soucieuses de préserver leur souveraineté énergétique. Les [nouvelles procédures adoptées en 2021](#) pour l'échange transfrontalier d'électricité interdisent l'échange d'électricité provenant d'une installation possédée par une entité d'un pays partageant des frontières terrestres avec l'Inde et n'ayant pas d'accord bilatéral d'échange d'électricité, donc forcément la Chine. Cette mesure [a été invoquée début 2022 pour empêcher](#) l'exportation d'électricité népalaise produites par des installations en partie chinoises.

Des politiques publiques ambitieuses

L'Inde a mis en place plusieurs politiques pour relancer l'hydroélectricité qui ne représente plus que 11,6% de la capacité de production électrique du pays contre la moitié dans les années 60. Il s'agit notamment de la « 50 000 MW Hydro Electric Initiative » de 2003 identifiant [162](#) projets dont un seul a été réalisé à ce jour, et des objectifs de développement fixés par les plans quinquennaux⁶ avec l'objectif de développer l'intégralité du potentiel du pays d'ici 2027. Plus récemment, [en 2019](#), l'Inde a annoncé vouloir promouvoir davantage l'hydroélectricité en mettant en place un budget pour financer la gestion des inondations et le développement d'infrastructures d'accès⁷ aux barrages, qui représentent des coûts annexes importants, en introduisant des obligations d'achat d'hydroélectricité, et en proposant une consolidation du secteur⁸.

Toutefois, les objectifs fixés n'ont pas été atteints (voir annexe 8), du fait notamment de contraintes environnementales et sociales fortes, du risque sismique et du processus d'autorisation

⁵ Les interconnexions devraient être davantage développées, notamment suite à l'établissement d'une co-entreprise en septembre 2021 pour la construction d'une ligne de transmission de 400 kV entre Butwal et Gorakhpur pour importer de l'hydroélectricité du Népal.

⁶ Plans à cinq ans définissant des objectifs à atteindre, fixés par le gouvernement. Depuis l'arrivée au pouvoir de PM Narendra Modi ces plans n'existent plus mais les objectifs sont fixés par le think tank Niti Aayog.

⁷ 180 000 EUR/ MW pour des projets d'une capacité inférieure à 200 MW et 120 000 EUR/ MW au-delà.

⁸ Les entreprises publiques THDC et NEEPCO ont été rachetées par le géant NTPC.

administrative. Ces contraintes portent sur les déplacements de population⁹ et les impacts sur la gestion de la ressource hydraulique – consommée à plus de 90 % par l’agriculture et l’élevage (voir note 2021-037), la préservation de la biodiversité, la sédimentation des sols en aval et les émissions de gaz à effet de serre¹⁰. De plus, la zone himalayenne qui possède le plus gros potentiel hydroélectrique de l’Inde est une chaîne de montagnes récente qui s’érode facilement et à fort risque sismique. Enfin, les délais de réalisation des projets sont très longs, compte tenu des nombreuses autorisations administratives à obtenir¹¹.

En raison de ces contraintes, le développement de projets au fil de l’eau a été favorisé mais la nécessité d’une capacité de production pilotable conduit aujourd’hui le gouvernement indien à privilégier plutôt les projets de stockage-pompage (STEP). La production des barrages au fil de l’eau est en concurrence avec les retenues d’eau à usage agricole et ne répond pas aux enjeux de stabilité du réseau car soumise à la variation quotidienne et saisonnière de la ressource en eau. Le développement de STEP est également porté par la mise aux enchères depuis 2019 de projets « *Round the clock* » associant renouvelables et stockage, tel que le projet développé par [Greenko](#) dans l’Andhra Pradesh regroupant 1 GW de solaire, 550 MW d’éolien et 1,2 GW de STEP. La Commission de l’énergie prévoit ainsi un accroissement de la capacité hydroélectrique installée d’une vingtaine de gigawatts d’ici 2030, dont 8,7 GW de STEP, tandis que le ministère de l’électricité a confié à six entreprises publiques le soin de développer 41 projets de STEP représentant 62,8 GW.

L’hydroélectrique pâti par ailleurs d’un coût moyen de production relativement élevé, renforcé pour les STEP par l’absence de différenciation tarifaire entre période de pointe et période creuse. Le prix moyen de l’hydroélectricité en Inde était de [3,95 INR/kWh](#) en 2020-21¹². Ces valeurs sont à comparer aux [4,41 INR/kWh](#) acquittés en moyenne par les sociétés de distribution pour se fournir en électricité en 2019-20, et aux tarifs de 2-2,5 INR/kWh pour le solaire, 2,7-3 INR/kWh pour l’éolien et [3-4 INR/kWh](#) pour les projets associant renouvelables et stockage. Afin de renforcer la compétitivité de l’hydroélectricité, l’Inde a annoncé des subventions à l’investissement (voir supra), ainsi que l’introduction en 2021 d’une trajectoire croissante [d’obligations d’achat d’électricité hydroélectrique](#) par les sociétés de distribution, de 0,18 % en 2021-22 à 2,82 % en 2029-30. Cette trajectoire est adossée à un marché de certificats d’énergie hydroélectrique créant une source complémentaire de revenu pour les producteurs.

La mise à niveau des barrages existants apparaît comme une solution capable d’améliorer de manière significative la production d’hydroélectricité avec un coût faible et un impact environnemental et social additionnel limité. La seule modernisation du système de production électrique (turbine, etc.) améliorerait la production de [10% à 20%](#), tandis que des travaux d’aménagement permettraient d’accroître la production des centrales et d’allonger leur durée de vie. Néanmoins, ces travaux nécessitent des arrêts plus ou moins long de la centrale, auxquels rechignent les Etats acheteurs de l’électricité compte tenu des tensions sur le réseau électrique.

L’hydroélectricité apparaît comme une énergie décarbonée clé pour la transition énergétique indienne, à même de se substituer, avec le nucléaire, aux centrales à charbon pour la production électrique de base, et de stabiliser le réseau en stockant l’électricité solaire et éolienne intermittente. Le développement d’une coopération franco-indienne apparaît pertinent et pourrait s’appuyer sur l’expertise française, importante dans le secteur.

⁹ La construction du barrage Bargi entre 1971 et 1990 a conduit au déplacement de [5 475 familles](#) et a créé des conflits jusqu’en 1997, car les compensations étaient jugées insuffisantes. Le cadre réglementaire s’est depuis étoffé, notamment avec la réglementation « Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act » de 2013 qui renforce le système de compensations aux populations locales.

¹⁰ La matière organique immergée est une [source importante](#) d’émission de gaz à effet de serre (surtout CO₂, N₂O et CH₄)

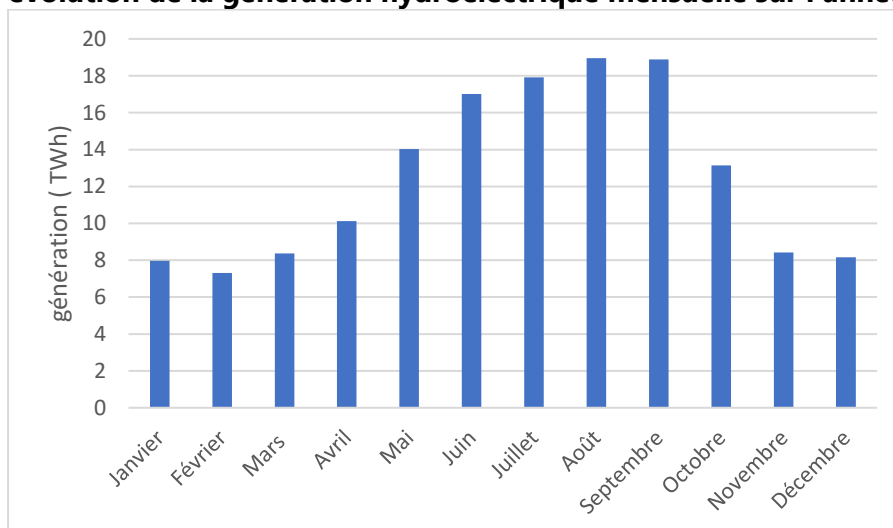
¹¹ Le *Detailed Project Report* doit être validé par la CEA, l’étude d’impact environnemental par le Ministry of Environment, Forest and Climate Change (MoEFCC), tandis que les mesures de déplacement et de relogement des populations doivent être examinées par le Ministry of Tribal Affairs (MoTA). Pour les projets régionaux, la signature d’accord intergouvernementaux est en outre nécessaire, même si cela [n’a pas toujours été respecté](#).

¹² Calcul reposant sur les données des centrales hydroélectriques des entreprises publiques de l’Etat central.

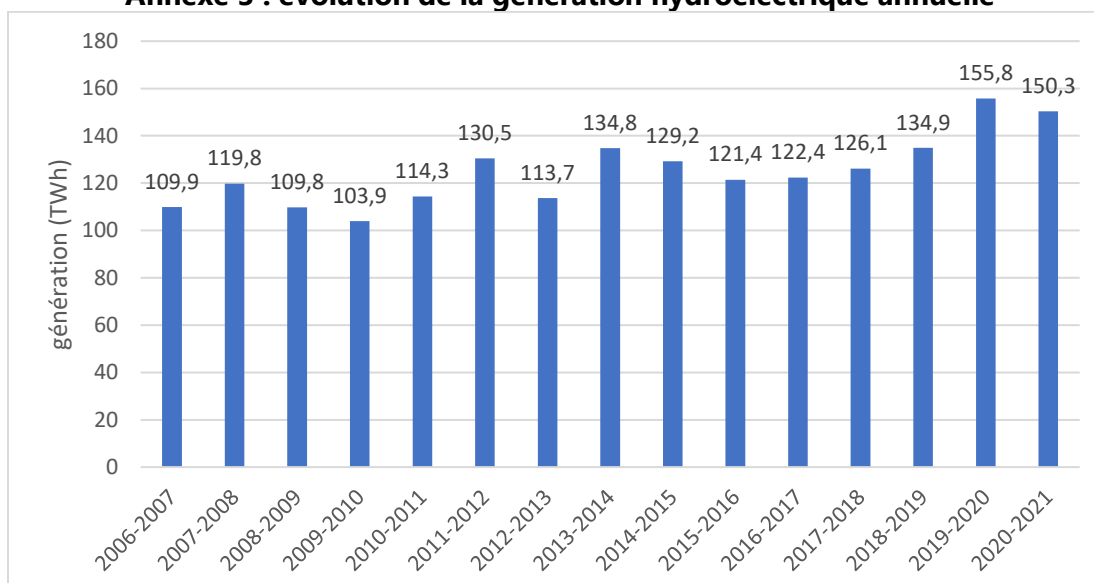
Annexe 1 : principaux types d'installations hydroélectriques

Les centrales au fil de l'eau	Installation à faible dénivelé et sans retenue d'eau. L'électricité est produite en temps réel et dépend du débit de la rivière/ fleuve.
Les centrales à réservoir	Centrale adossée à un barrage hydraulique avec un dénivelé important et une capacité de stockage. Cela permet de réguler le débit d'eau et donc la production d'électricité.
Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)	Installation basée sur deux réservoirs à différentes altitudes. L'eau circule de haut en bas pour produire de l'électricité et peut-être pompée de bas en haut pour remplir le réservoir supérieur. Cela permet de produire de l'électricité pendant un pic de demande et de stocker l'électricité par pompage quand la demande est faible.

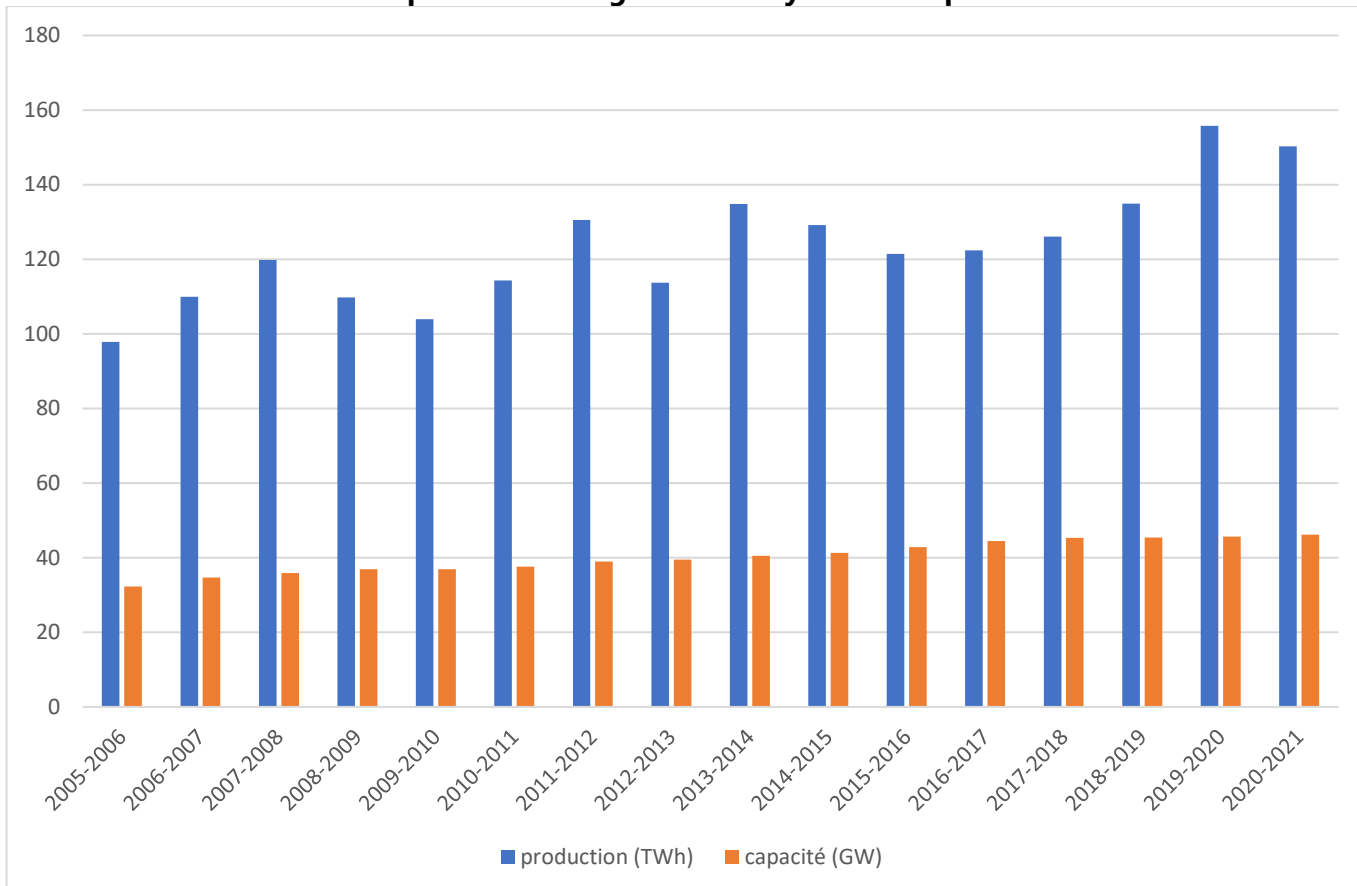
Annexe 2 : évolution de la génération hydroélectrique mensuelle sur l'année 2020-2021



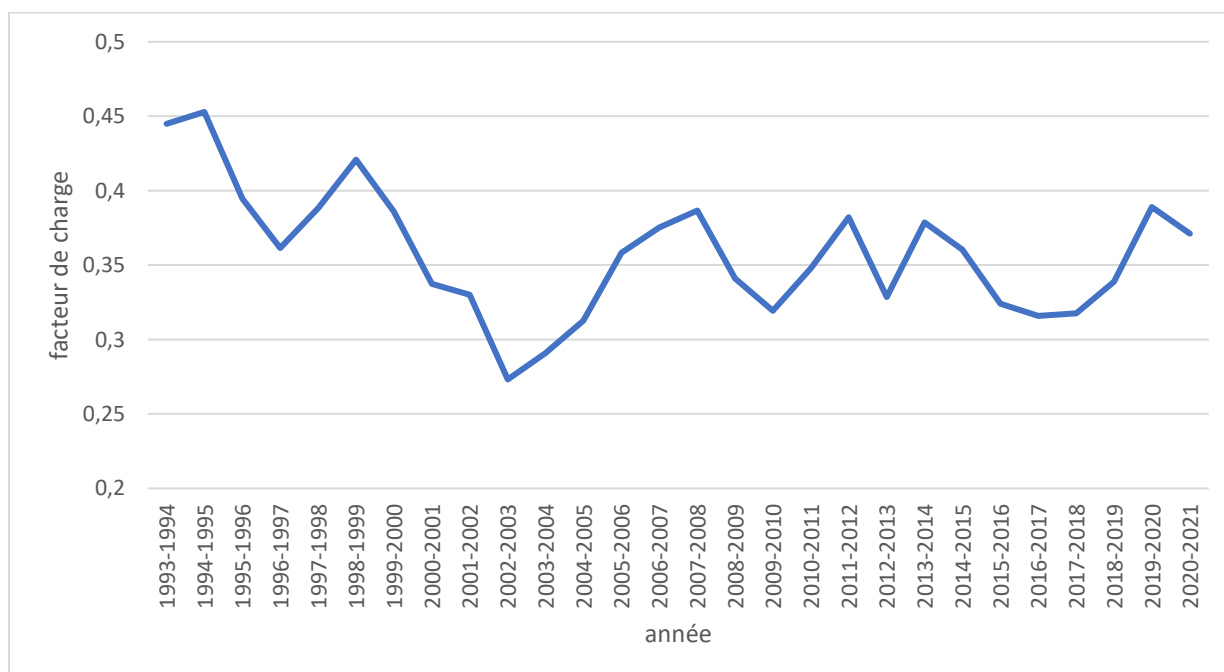
Annexe 3 : évolution de la génération hydroélectrique annuelle



Annexe 4 : évolution de la capacité et de la génération hydroélectrique sur les 15 dernières années

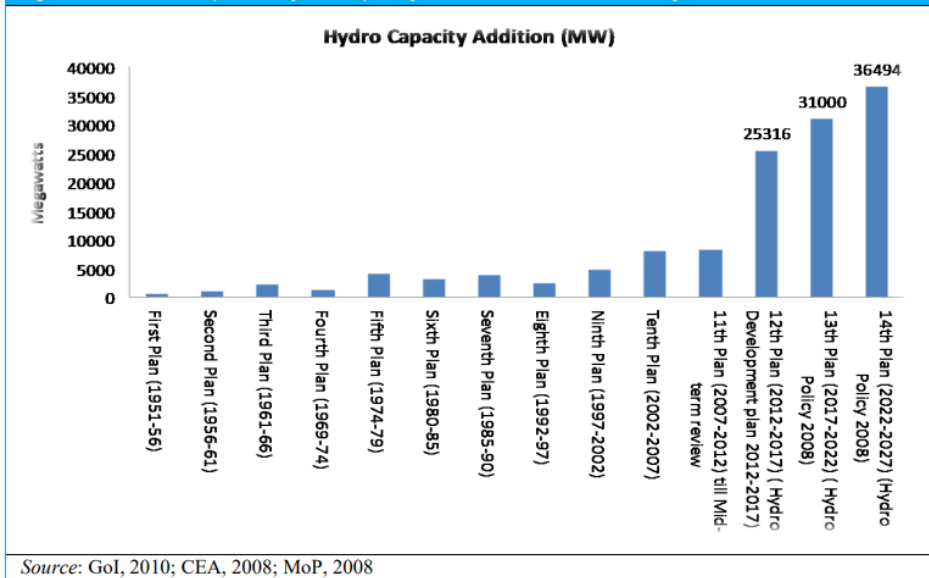


Annexe 5 : évolution du facteur de charge des centrales hydroélectriques indiennes



Annexe 6 : développement de l'hydroélectricité prévu par les five years plans

Figure 2: Ambitious plans: hydro capacity addition in India over the years



Annexe 7 : atteinte des objectifs fixés par les five years plans

Figure 3: Achievement of the planned targets by the hydropower sector

