



Organisation du système électrique indien

Résumé : Plus grand réseau national synchronisé au monde, le système électrique¹ indien voit intervenir une multitude d'acteurs, nationaux et locaux, dans une organisation très éloignée des systèmes français et européen. Plusieurs défis seront à relever dans la prochaine décennie pour permettre l'atteinte des objectifs d'électricité renouvelable, répondre à l'augmentation de la demande d'électricité, améliorer la qualité du courant et pérenniser les acteurs.

Pilotage et régulation de la politique énergétique

Le Ministère de tutelle de l'ensemble du système électrique est le Ministère de l'électricité (*Ministry of Power, MoP*), à l'exception des producteurs d'énergie renouvelables, qui dépendent du Ministère des Energies nouvelles et renouvelables (*Ministry of New and Renewable Energy, MNRE*), et du nucléaire, piloté par le *Department of Atomic Energy*, sous l'autorité directe du Premier Ministre (via l'*Atomic Energy Commission*). Le MoP s'appuie notamment sur l'expertise technique de la *Central Electricity Authority* (CEA), qui agit sous sa tutelle.

La régulation du secteur est assurée au niveau national par la *Central Energy Regulatory Commission* (CERC), et, dans chaque Etat, une *State Energy Regulatory Commission* (SERC), autorités indépendantes.

Production d'électricité : un secteur où se côtoient acteurs publics nationaux ou locaux et acteurs privés

Depuis l'*Electricity Act* de 2003, la production d'électricité en Inde est une **activité concurrentielle², qui peut être assurée par des acteurs publics nationaux** (e. g. *National Thermal Power Corporation* - NTPC, qui gère un grand parc de centrales thermiques, ou *Nuclear Power Corporation of India Limited* - NPCIL, qui gère les centrales nucléaires – 25 % de la capacité de production totale début 2020), **des acteurs publics qui dépendent des Etats fédérés** (agences publiques locales en charge de la production d'énergie – 26 % de la capacité de production) ou bien des **acteurs privés** (50%). Les près de 600 centrales indiennes injectent l'électricité soit sur le réseau de transport (pour la plupart des centrales), soit sur le réseau de distribution (pour les plus petites unités de production).

Si la plupart des unités de production d'électricité sont raccordées sur le réseau public d'électricité, les tarifs élevés de l'électricité pour les industriels (qui permettent de financer les tarifs subventionnés pour les particuliers et les agriculteurs) et les fréquentes coupures de courant ont poussé certaines entreprises à contractualiser directement avec des centrales électriques. Ces producteurs sont dit « captifs » -

¹ Résumé simplifié des différentes activités liées à la gestion du système électrique : L'électricité, une fois produite (par centrale thermique à charbon, fioul ou gaz, électronucléaire, barrage hydroélectrique, éolien, solaire photovoltaïque...), doit être acheminée jusqu'aux consommateurs. Compte tenu des économies d'échelle, l'acheminement de l'électricité est un monopole naturel géré selon les pays par un acteur public ou privé, et organisée à deux niveaux, dont les délimitations peuvent varier selon les pays :

- Le transport (en anglais, *transmission*) : en très haute (> 200 000 volts) et haute tensions (de 30 à 200 000 V) sur de grandes distances ;
- La distribution : en moyenne (de 15 à 30 000 V) et basse tensions (de 240 à 400 V), jusqu'au compteur électrique posé chez les consommateurs.

L'électricité est enfin fournie (vendue et facturée) au client final. Le caractère monopolistique de l'acheminement de l'électricité rend nécessaire la mise en place d'un régulateur.

² A l'exception de l'hydroélectrique et du nucléaire qui sont encore soumises à autorisations.

lorsque l'électricité ne transite pas par le réseau -, ou en « *open-access* », constituent environ 21 % de la capacité installée en mars 2020³. On notera également l'existence de réseaux non reliés au reste du réseau national (*off grid*), le plus souvent en zone rurale autour d'une petite centrale solaire combinée avec des batteries de stockage et/ou un générateur diesel de secours.

Le modèle financier le plus répandu est celui des contrats d'achat sur 15 à 25 ans (PPA, *power purchase agreement*), où le producteur est rémunéré par le distributeur (*discom*) (i) pour la disponibilité de la centrale⁴, et (ii) pour chaque kWh produit et injecté sur le réseau. Ces tarifs sont validés par le régulateur. **Pour les unités de production dépendant de l'Etat central, il arrive que leur capacité de production soit contractuellement allouée à plusieurs Etats différents**, ce qui peut engendrer la signature de plusieurs PPA avec les différentes *discoms* concernées. C'est le cas notamment pour l'électronucléaire, dont 50% de l'électricité produite doivent revenir à l'Etat sur lequel se trouve la centrale, 35% à d'autres Etats ou bénéficiaires publics⁵, et les 15% restants servent de réserve flottante affectée selon les besoins⁶.

Enfin, **les producteurs peuvent aussi vendre leur électricité sur les deux marchés d'échanges d'électricité qui ont été introduits en 2008** : le *India Energy Exchange (IEX)*, qui représente 95% des parts de marché⁷, et le *Power Exchange India (PEI)*, sur lequel s'échangent des blocs de 15mn en *intraday*, pour le lendemain (*day ahead*), ou pour une livraison sous 11 jours au maximum. Ces marchés sont organisés en 12 zones géographiques. **L'utilisation des marchés reste à ce jour très minoritaire** (10 % de l'électricité consommée en Inde en 2019-20⁸), mais leur part est croissante, tirée par le développement des énergies renouvelables. Le MoP encourage cette dynamique, et s'est fixé **l'objectif de porter la part des marchés de l'énergie dans l'approvisionnement en électricité à 25% d'ici l'année fiscale 2023-24**⁹.

Depuis mars 2011 ces marchés permettent également aux producteurs d'électricité renouvelable de revendre leurs certificats d'électricité renouvelable (REC) aux *discoms* et gros consommateurs soumis aux obligations d'achat de renouvelables (RPO)¹⁰.

Transport d'électricité : un système à deux niveaux, national et étatique et dominé par les acteurs publics

Le réseau de transport indien comprend 452 000 km de lignes¹¹. Sa gestion est organisée **à plusieurs niveaux, qui se calquent parfois, mais pas systématiquement, sur l'organisation administrative du pays** :

- Au niveau national, **Power Grid (PGCIL) gère le réseau interétatique (*Inter-State Transmission System, ISTS*)**, en tant que gestionnaire du réseau de transport national (*CTU, central transmission utility*), sous l'autorité du MoP. **PGCIL est lui-même organisé en 5 zones** regroupant plusieurs Etats : Nord, Nord-Est, Ouest, Est, Sud. Les différentes zones sont toutes interconnectées depuis 2013, date à laquelle la dernière zone à fonctionner en îlot, la zone sud, a été reliée aux autres zones.

³ La capacité captive installée en mars 2020 [s'élevait à 78 GW](#), pour une capacité installée totale de 370 GW.

⁴ Cette composante ne s'applique pas pour les énergies renouvelables qui bénéficient d'une obligation d'achat.

⁵ Par exemple : *Power Grid*, les *Indian Railways*, le DEA. Cf. PIB India (11/2019), « [Allocation of Power to States](#) », annexes III à V.

⁶ Department of Atomic Energy - Press Information Bureau (04/12/2019), "[Power allocation from atomic plants](#)"

⁷ The Economic Times, Power demand to fuel Indian Energy Exchange's growth, 11/07/2022

⁸ *Report on Short-term Power Market in India: 2019-20*, CERC.

⁹ Business Line, Govt eyes 25% power purchase in spot market, 22/12/2021

¹⁰ La [réglementation sur le tarif de l'électricité](#) parue en juillet 2020 établit qu' 2022-23, les entités soumises aux RPO devront disposer de REC pour 24,6% % de leur énergie consommée, et que cette part devra être portée à 43% d'ici 2030.

¹¹ CEA, [Progress of Transmission Sector in the Country up to Dec-21](#), décembre 2021.

Le réseau de PGCIL comprend plus de 172 000 km de lignes, qui pouvaient transporter un peu plus de 112 GW de puissance au 31/07/2022, et 267 transformateurs, pour une capacité totale de transformation (changement de niveau de tension) de 486 GVA¹².

- **Chaque Etat a ensuite la responsabilité de planifier, développer et gérer le réseau de transport intra-étatique** (262 000 km de lignes). Ces missions sont confiées à une *transcom*, entreprise publique le plus souvent, qui joue le rôle de gestionnaire de réseau étatique de transport (STU, *state transmission utility*). Dans certains Etats, la STU ne gère directement le réseau électrique que sur une partie du territoire, la construction et gestion de **certaines lignes ayant été déléguées par PPP à un acteur privé**. Cette participation du secteur privé a été permise à partir de 2010 et concerne aujourd'hui environ 30 000 km de ligne. Les principaux acteurs privés actifs dans ce secteur sont *Adani Transmission* et *Sterlite Power*. La STU reste toutefois responsable de la planification de l'ensemble du réseau, même si la construction et gestion d'une partie de celui-ci sont déléguées à des acteurs tiers.

Les transporteurs d'électricité indiens **se voient aussi confier la mission d'assurer l'équilibre permanent entre consommation et production sur le réseau**, et donc la stabilité du niveau de fréquence réglementaires. POSOCO, une filiale de PGCIL, gère le *National Load Dispatch Centre* (NLDC, centre national de conduite du réseau) et un *Regional Load Dispatch Centre* (RLDC, centre de conduite régional) dans chacune de ses cinq régions d'activité. Au sein de chaque Etat, pour le réseau intra-étatique, se trouve aussi un *State Load Dispatch Centre* (SLDC, centre de conduite étatique).

Les gestionnaires des réseaux de transports sont **rémunérés par les producteurs d'électricité et les gestionnaires de réseau de distribution en aval, via le paiement d'une somme déterminée pour chaque unité d'énergie qui transite par leur réseau (INR/kWh) et pour la puissance de l'installation** (généralement en INR / kW / mois). Ces tarifs d'utilisation du réseau de transport sont validés chaque année par le régulateur national (CERC) pour le réseau inter-étatique, et par le régulateur local (SERC) pour les réseaux intra-étatiques, en prenant en compte les coûts totaux d'exploitation du réseau et la puissance totale de production installée sur le réseau.

Distribution et fourniture : deux activités confiées en pratique à un même acteur local

Le réseau de distribution d'électricité relève de la responsabilité des Etats fédérés. La distribution est assurée par les *discoms*, le plus souvent publiques, parfois privées avec délégation de service public (concessions). Les *discoms* ont la charge, comme expliqué précédemment, de payer aux producteurs l'énergie produite et injectée sur leur réseau au tarif fixé dans les PPA, ou d'en acheter sur les marchés.

Elles assurent aussi, sur le territoire qu'elles desservent, **le rôle de fournisseur d'électricité** (facturation au client final). Les clients¹³, contrairement à ce qu'il se passe en Europe, **n'ont pas le libre choix de leur fournisseur**, qui est automatiquement la *discom* qui gère le réseau sur ce territoire – mais ce monopole fait l'objet de propositions de réformes (*cf. infra*). **Les tarifs de vente d'électricité sont fixés par chaque Etat et validés par le régulateur local (SERC)**. Ils varient selon la catégorie de clients (particulier, agriculteur, industrie, commerce et institutionnel) et sont très largement subventionnés pour l'agriculture¹⁴ et les particuliers. Le prix de l'électricité est communément utilisé comme un levier d'action politique par les gouvernements locaux, et ne reflète que marginalement les réels coûts d'exploitation

¹² Power Grid, "[Company Overview](#)", 31/12/2021

¹³ Seuls les gros consommateurs de plus de 1 MW sont théoriquement libres de choisir leur fournisseur.

¹⁴ Les agriculteurs disposent pour certains usages de tarifs au forfait avec un coût marginal nul, ce qui n'incite pas à la modération.

du réseau, alors même que les pertes de transmission atteignent en moyenne 20%, et sont donc trois fois supérieure à la moyenne mondiale¹⁵. En outre, l'électricité résidentielle en Inde est parmi les plus chères du monde en PPA¹⁶ et d'une qualité souvent médiocre (coupures, problème de fréquence). Le prix élevé de l'électricité résidentielle en Inde en comparaison internationale s'explique notamment par une tarification de l'électricité qui repose souvent sur des prix marginaux fortement croissants¹⁷. Toutefois, la non-facturation, le mauvais taux de recouvrement des factures¹⁸ parmi toutes les catégories de la population, et la multiplication des compteurs desservant un unique logement¹⁹, pèsent sur les recettes des *discoms*.

De ce fait, entre des charges imposées (tarifs d'achat de l'énergie produite non décidés par la *discom*) et des recettes structurellement insuffisantes²⁰ (tarifs de vente de l'électricité mal calibrés, faible volonté politique d'aider au recouvrement des factures impayées, vol d'électricité, ...), **les *discoms* sont dans une situation financière extrêmement dégradée malgré la mise en œuvre d'un plan visant à assainir leur santé financière en 2015**²¹. Les *discoms* pâtissent d'une dette structurelle qui a atteint 78 Md EUR en mars 2022²², aggravée par la crise sanitaire de la Covid-19, malgré un soutien financier de 14 Md EUR annoncé par le gouvernement indien à l'été 2020. Les retards de paiement sont très courants, tout comme les tergiversations pour repousser autant que possible les autorisations techniques délivrées aux producteurs pour qu'ils puissent injecter sur le réseau l'énergie qu'ils produisent. En juin 2022, les retards de paiement des *discoms* aux producteurs d'électricité s'élevaient à près de 1 324 Mds INR (17,1 Mds EUR)²³.

Certains producteurs d'énergie renouvelable (ENR) dénoncent par ailleurs des mesures d'effacement (*curtailment*) imposées par les *discoms* : sous prétexte de sécurité du réseau électrique, les *discoms* limitent temporairement tout ou partie de la puissance de production acceptée par le réseau, et réduisent ainsi *de facto* le volume d'énergie produite et pour lequel le producteur sera rémunéré. Si la sauvegarde du réseau électrique est une justification légale et légitime pour ce genre de mesures, il reste difficile de déterminer après coup, en l'état du réseau indien, si ces effacements contraints répondaient effectivement à un besoin du réseau, et non pas à une manière détournée (et illégale) de réduire les coûts d'achat d'électricité par la *discom*. En effet, afin de promouvoir le développement des énergies renouvelables (ENR), le gouvernement indien a mis en place un système d'obligation d'achat par les *discoms* de l'énergie produite par des installations ENR. Celle-ci reste, dans certains cas, plus chère que celle d'origine thermique ou hydroélectrique, notamment pour les contrats d'achat signés il y a quelques années, à des tarifs plus élevés que ceux qui se pratiquent actuellement²⁴. Afin de réduire leurs coûts, **les *discoms* peuvent être tentées de contourner la priorité d'accès fixée par la loi, et**

¹⁵ Business Standard, Distressed discoms, high demand: what is ailing India's power sector? 28/07/2022.

¹⁶ D'après l'IEA, en 2018 l'électricité résidentielle était d'environ 416 USDPPA/MWh en Inde, un prix supérieur aux prix en France, au Japon, aux USA (69 USDPPA/MWh) ou encore en Chine (167 USDPPA/MWh), alors même que ce prix est subventionné par les tarifs acquittés par l'industrie et les commerces.

¹⁷ Par exemple à Delhi, les 200 premiers kWh consommés sont facturés 3 INR / kWh, puis 4,5 INR / kWh pour les 200 suivants, et ainsi de suite jusqu'à 8 INR pour chaque kWh additionnel après 1,2 MWh

¹⁸ Les pertes techniques et commerciales des *discoms* sont de 20 % en moyenne et peuvent atteindre près de 50 % - voir annexes.

¹⁹ Comme le prix marginal de l'électricité est croissant, il peut être plus avantageux de payer 2*1000 kWh que 2000 kWh.

²⁰ En 2019, seuls 7 États avaient des recettes supérieures ou égales à leurs coûts. Source : IEA India 2020, page 176.

²¹ Le plan UDAY a consisté à transférer 75 % des dettes des *discoms* aux États fédérés. Si ce plan a permis une réduction temporaire des dettes, le déficit structurel des *discoms* a conduit à un niveau d'endettement en 2020 similaire à celui de 2015.

²² The Print, You thought power subsidy is a Delhi Punjab problem? Check out Tamil Nadu's Power sector mess, 08/08/2022

²³ Business Standard, *Discoms outstanding dues to power producers rise 4% to Rs 1.32 trn in June*, 03/07/2022

²⁴ Les contrats signés en 2015 pouvaient atteindre 5 à 7 INR/kWh, contre de 2,5 à 3,5 pour les projets les plus récents

favoriser de l'énergie moins chère, en prétextant des contraintes sur le réseau difficilement vérifiables.

Des tentatives de libéralisation, qui font face à la difficulté de réformer le secteur

Le gouvernement indien s'est lancé depuis plusieurs années dans un effort de libéralisation du secteur du transport et de la distribution d'électricité. En mai 2020, la ministre de Finances, Nirmala Sitharaman, a ainsi annoncé, dans le cadre du plan de relance indien face à la crise du COVID-19, une **réforme consistant en la privatisation de l'ensemble des *discoms* des territoires de l'Union** (Delhi, Pondichéry, Chandigarh, etc.). Cette mesure vise à donner un exemple pour encourager les États à suivre la même démarche. A date d'août 2022, aucun Etat ne s'est engagé dans cette voie à l'exception de l'Odisha qui a privatisé les quatre *discoms* de son réseau en 2020, après un premier mouvement en ce sens initié en 1999²⁵.

En effet, cette libéralisation se heurte à la difficulté de réformer le secteur de l'électricité en Inde, du fait d'importants enjeux électoraux sur le tarif de l'électricité²⁶. Le système électrique indien est encadré par l'*Electricity Act* adopté en 2003, et les tentatives de réformes initiées par le gouvernement (2014, 2018, 2019) n'ont pas été adoptées par le Parlement. Mi-avril 2020, alors que le pays est en confinement pour lutter contre la pandémie de Covid19, le gouvernement indien a dévoilé un nouveau projet de réforme, puis, suite aux oppositions, un second projet amendé en août 2021 puis en août 2022. Les mesures, qui visaient à accroître la compétitivité du secteur, proposaient notamment :

- De renforcer le système de règlement des litiges entre *discoms* et producteurs, en créant une autorité administrative en charge de veiller à la bonne application des contrats (*Electricity Contract Enforcement Authority*, ECEA), dont les décisions pourront être contestées devant l'*Appellate Tribunal of Electricity* (APTEL) ;
- D'améliorer le recrutement des membres des tribunaux et autorités compétents, via la création de comités de sélection conjuguant membres du gouvernement central et des Etats fédérés ;
- De poser le principe que les tarifs de l'électricité doivent être représentatifs des coûts et de ne plus intégrer les subventions prévues pour certaines catégories de consommateurs (ménages, agriculteurs, etc.) dans les tarifs mais de leur verser ces subventions directement, en réduisant graduellement leur montant à 20% de la facture.

Ces trois propositions ont été abandonnées en décembre 2021 suite à la phase de consultation des parties prenantes, du fait i) de l'opposition des Etats fédérés qui souhaitent conserver leur prérogative sur la fixation des tarifs et ii) des agriculteurs, qui bénéficient aujourd'hui d'une électricité largement subventionnée.

Malgré ces retraits, la version du texte présentée à la chambre basse du Parlement (Lok Sabha) en août 2022 entérine le renforcement du rôle de l'Etat central et réaffirme la volonté, présentée dans la première mouture du texte en 2020, de privatisation de la vente d'électricité, en offrant aux consommateurs la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité parmi une liste de fournisseurs

²⁵ NITI Aayog, Turning around the power distribution sector, août 2021.

²⁶ En période électorale, il est de coutume pour le parti au pouvoir de geler, voire de réduire, le tarif de l'électricité pour les consommateurs afin de s'assurer davantage de voix. Ainsi, en 2022, le BJP a promis la gratuité de l'électricité aux fermiers pendant cinq ans en cas d'élection dans l'Uttar Pradesh, et le parti AAP a promis 300 kWh d'électricité résidentielle gratuite par mois s'il était élu dans le Gujarat.

agréés. Le régulateur devra fixer un plafond tarifaire minimum pour décourager les pratiques anti-concurrentielles, et un plafond maximum pour garantir la protection des consommateurs. Cette ouverture à la concurrence des réseaux de distribution doit permettre une amélioration de la performance des services, et une réduction des pertes techniques sur le réseau, aujourd'hui de 15% à 25% selon les Etats et qui contraignent fortement la rentabilité des activités de transport d'électricité. Les détracteurs de cette mesure craignent cependant que cette ouverture ne conduise les compagnies privées à investir dans les régions qui comptent davantage de clients commerciaux et industriels (payant leur électricité à un prix élevé), ce qui défavoriserait les régions rurales et agricoles dans lesquelles l'électricité est largement subventionnée.

Le projet de loi confie également au gouvernement central la possibilité d'établir une « *National Renewable Energy Policy* » en concertation avec les Etats fédérés, et rend le gouvernement central responsable de la fixation du pourcentage minimum d'obligations d'achat d'électricité renouvelable²⁷. Enfin, il propose d'inclure le gros hydroélectrique (>25 MW) mis en service après le 8 mars 2019 dans le périmètre des RPO, afin de promouvoir et financer la construction de nouveaux projets hydroélectriques²⁸.

Enfin, le gouvernement mène des politiques visant à accélérer le déploiement des compteurs communicants, complémentaires des efforts de modernisation du réseau électrique. Le Revamped *Distribution Sector Scheme* (RDSS) se voit ainsi doter d'un budget de 3 000 Mds INR (environ 40 Mds EUR) sur la période 2022-2025 pour assurer, entre autres, le déploiement de 250 millions de compteurs d'ici 2025. Les smart meters sont le principal levier des autorités indiennes, avec la privatisation, pour améliorer la santé financière des discoms, mais le rythme d'installation des compteurs est insuffisant pour respecter les ambitions du gouvernement – à date de mars 2022, seuls 3.3 millions de compteurs avaient été installés²⁹.

Commentaire : La structure actuelle du système électrique indien et l'usage politique qui est fait du prix de l'électricité font émerger deux enjeux principaux :

- *Les réseaux de transport et de distribution vont devoir se développer massivement pour suivre la croissance de la consommation d'électricité et accompagner le développement de la production d'énergies renouvelables intermittentes dans les 10 ans à venir, dans un contexte où l'Inde connaît encore des coupures régulières d'électricité, aggravées par la crise actuelle de l'énergie qui touche le pays. Un rythme de développement insuffisant pourrait conduire à une moindre stabilité du réseau, à mettre en échec les objectifs énergétiques du gouvernement et/ou à créer une forte concurrence entre développeurs de centrales de production pour l'accès au réseau, avec des conséquences en matière de délais et coûts de raccordement ;*
- *La situation financière des acteurs en bout de chaîne, les discoms, est une menace constante pour l'ensemble du système et qui se répercute en premier lieu sur les producteurs d'électricité, qui voient les factures impayées ou en retard s'accumuler, avec peu de voies de recours contraignantes pour régler ce problème. La difficulté de réformer le secteur, comme en témoignent les protestations suite à la présentation de l'Electricity Bill 2022 en août, conduit à faire perdurer ces problèmes. Leur résolution*

²⁷ A noter que la proposition de réforme inclut l'hydrogène vert comme une source d'énergie éligible aux RPO, alors que la certification « verte » de l'hydrogène en Inde n'est pas établie.

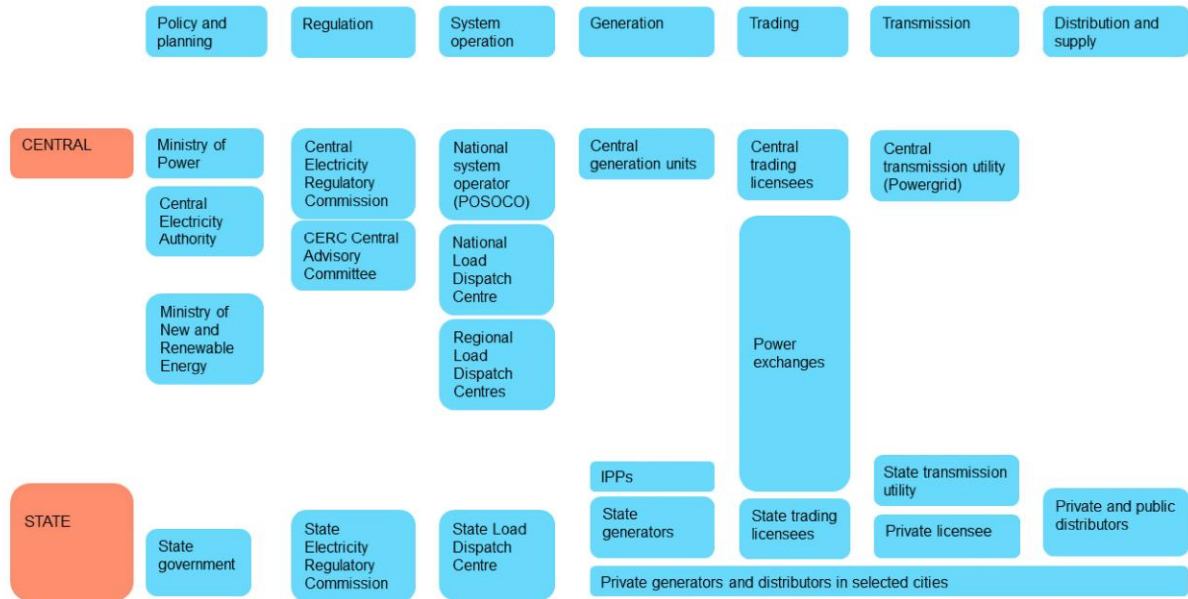
²⁸ L'évolution majeure consistant à inclure le gros électrique (45 GW) dans les sources renouvelables a été initié en mars 2019 et contribuera certainement – artificiellement - à l'atteinte des objectifs gouvernementaux de capacité de production renouvelable (175 GW en 2022), alors que plusieurs experts considéraient que ces objectifs ne seraient pas atteints.

²⁹ Mint, A surprise hurdle for India's smart meter plans, 02/03/2022

ne pourra cependant s'effectuer qu'à travers une réforme d'ampleur du fonctionnement du système électrique indien – visant notamment les tarifs d'achat et de vente, la transparence des contrats, la distribution (par exemple l'installation de compteurs intelligents prépayés) et la fourniture d'électricité - permettant une réduction des pertes.

La mise en œuvre de ces réformes contribuera au développement durable de l'Inde en réduisant les pertes, en incitant à la modération de la consommation et en sécurisant les investissements déjà réalisés et à venir - notamment français - dans les énergies renouvelables. Elles offriront également des opportunités importantes aux entreprises françaises, par exemple pour la fourniture d'équipements électriques (Schneider Electric, Legrand, Sagemcom, etc.), pour le développement de réseaux intelligents (EDF, Accenture, Odit-E, etc.) ou encore pour l'exploitation des discoms nouvellement privatisées des Territoires de l'Union (EDF).

Annexe : Schéma du secteur de l'électricité en Inde



Source : IEA, *India Energy Policy Review 2020*.