

Panneaux photovoltaïques

Afrexim | Mars 2025

1. Introduction

Cette note vise à fournir aux experts en évaluation immobilière une méthodologie commune pour l'évaluation des panneaux photovoltaïques (PV), installés de manière permanente sur un bâtiment (le plus souvent en toiture et accessoirement en façade) ou sur un terrain (ombrières ou au sol). On distinguera donc l'actif immobilier (« Actif ») qui porte les panneaux et les Panneaux photovoltaïque (« PV ») en tant que tels.

L'évaluation des PV requiert une approche adaptée, en qualité d'actif immobilier d'exploitation (production d'énergie solaire). La performance d'un PV dépend : i) de facteurs endogènes physiques (emplacement et orientation), surface, proximité du terrain à une centrale ENEDIS pour le raccordement en cas de connexion au réseau ; ii) de facteurs exogènes comme le prix du marché réglementé et libre, les deux évoluant en fonction du cout des autres énergies,

Les évaluations se multiplient avec le déploiement des stratégie ESG (Environnement, Social, Gouvernance) et de la transition vers les énergies durables. Sur un Actif immobilier, la dimension ESG du photovoltaïque est triple : i) création de valeur additionnelle par la génération de revenus supplémentaires issue de la production d'énergie ; ii) participation à l'atteinte des conformités ESG (réduction des émissions de CO2, conformité à la réglementation, indépendance énergétique) et iii) externalités sur l'Actif immobilier au-delà des seuls PV en termes d'impact sur la liquidité locative et d'investissement.

En matière immobilier, le photovoltaïque est devenu la forme d'énergie renouvelable actuellement la plus observée et son potentiel devrait croître à mesure i) que baisse le prix de fabrication des panneaux, ii) que la réglementation progresse, iii) le tout en fonction de l'évolution des prix des autres énergies (et notamment du nucléaire pour la France). La France dispose d'un réel potentiel au regard des caractéristiques physiques du territoire (ensoleillement) et du taux d'équipement encore modeste.

Le marché du photovoltaïque étant récent et non mature, il est appelé à évoluer rapidement. La présente note sera donc mise à jour en cas de modification majeure et elle doit être lue dans le contexte actuel (mars 2025), notamment eu égard aux données chiffrées.

2. Contexte réglementaire

La réglementation s'inscrit dans le cadre de la législation climatique, avec un corpus récent et très évolutif. Les récentes évolutions montrent un élargissement progressif en termes de classes d'actifs, et une baisse des seuils d'application. Les trois principaux cadres sont aujourd'hui :

- La loi Climat et Résilience du 22 août 2021, entrée en vigueur le 1er juillet 2023, qui a élargi ce champ d'application de la loi Energie et Climat de 2019, en réduisant le seuil d'assujettissement de 1 000 m² à 500 m², à l'exception des bureaux. De plus, elle a étendu cette disposition aux rénovations lourdes et aux extensions de bâtiments ou de parties de bâtiments de 500 m² (ou 1 000 m² pour les bureaux), aux bâtiments à usage de bureaux et à toutes les constructions à usage commercial. L'obligation consiste à équiper l'immeuble de panneaux photovoltaïques ou de toitures végétalisées à 30% de la surface de toiture, ainsi qu'à perméabiliser les sols des aires de stationnement qui leur sont associées.
- La loi APER de 2023 (loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables) prévoit la réduction des seuils :
 - pour les immeubles en rénovations ou restructurations (dont les bureaux), le seuil de 1 000m² est abaissé à 500m² depuis le 1er janvier 2025
 - pour les immeubles existants dès 500 m², un taux de couverture sera défini dans un arrêté à paraître en 2025 pour une application à partir de 2028
 - pour les parkings extérieurs de plus de 1 500m² (neufs ou existants, privés ou publics), l'obligation de système d'ombrières photovoltaïques sur au moins la moitié de la surface. Les entrées en vigueur sont en Juillet 2026 pour les parkings de plus de 10 000 m² et juillet 2028 pour les parkings de 1 500 à 10 000 m², ou à la date de renouvellement des concession (si antérieure à ces deux dates).
- L'ordonnance du 3 juillet 2024, rappelée ci-dessous, permet aux sociétés civiles de placement immobilier (SCPI) de détenir et d'exploiter des équipements de production d'énergie. Cette évolution réglementaire pourrait potentiellement augmenter l'adoption des panneaux photovoltaïques dans le secteur immobilier, compte tenu de l'importance des SCPI dans l'immobilier français et de la solvabilisation de l'investissement, en bénéficiant des revenus générés par la production d'énergie.

« A titre accessoire, les sociétés civiles de placement immobilier peuvent acquérir, directement ou indirectement, en vue de leur location, des meubles meublants, des biens d'équipement ou tous biens meubles affectés aux immeubles détenus et nécessaires au fonctionnement, à l'usage ou à l'exploitation de ces derniers, ainsi que procéder à l'acquisition directe ou indirecte, l'installation, la location ou l'exploitation de tout procédé de production d'énergies renouvelables, y compris la revente de l'électricité produite »

Le secteur du photovoltaïque est par ailleurs encore très dépendant de la réglementation relative aux subventions à l'investissement, et aux tarifs commerciaux d'achat/vente d'électricité.

3. Modes de détention et types de consommation (ou vente)

Le photovoltaïque s'organise autour i) de modes de détention, ii) de types de consommation (ou vente) et iii) de parties prenantes variés. Les combinaisons de ces trois éléments définissent des profils de risques/opportunités différenciés impactant les paramètres d'évaluation à retenir.

- **Les modes de détention** : ils impactent la nature du cash-flow (locatif ou d'exploitation)

- a) Démembrement de propriété du PV : les panneaux sont détenus par un tiers (le locataire de l'Actif ou un tiers spécialiste) et le bailleur perçoit uniquement des loyers pour la mise à disposition du volume d'installation des panneaux au titre d'un bail emphytéotique ou d'un bail commercial.

L'approche d'évaluation sera usuelle par application des termes du bail, en tenant compte des effets de durée de vie et éventuellement de performance d'exploitation en cas de loyer variable.

- b) Exploitation directe du PV par le bailleur : le bailleur détient en propre les PV et revend directement la production électrique selon différents formats de consommation/revente possibles (voir ci-après). Le bailleur bénéficie alors directement des revenus d'exploitation en complément des baux applicables par ailleurs sur l'Actif.

L'approche d'évaluation consistera à évaluer spécifiquement ce flux d'exploitation (production d'énergie) en fonction de la performance énergétique des PV et des choix de consommation/revente.

- **Les types de consommation, ou modalités de vente de l'énergie produite par le PV** (cas d'une détention directe uniquement). Il existe globalement quatre types de consommation ou reventes, pouvant être combinés, et définissant des profils de risques de flux de revenus, des niveaux de prix et des complexités administratives différents. Le « mix-revenu » d'un PV (ou combinaison des types de consommation) est donc essentiel dans la projection des cash-flows à évaluer.

- a) autoconsommation (individuelle ou collective): elle désigne le fait de consommer directement l'électricité produite par ses propres PV, sans passer par le réseau public et de bénéficier d'indépendance et d'économies. L'autoconsommation collective consiste à partager la production électrique avec plusieurs locataires, en fonction d'une clé de répartition. Ce modèle suppose de bien comprendre les besoins de consommation d'énergie des locataires pour déterminer la demande. Il se prête plutôt à des besoins énergétiques modérés.

Le prix et les conditions de vente/consommation sont fixés librement et contractuellement entre bailleur et locataire(s), ou via le PMO (Personne Morale Organisatrice):-

- b) vente au réseau sur le marché réglementé : cette modalité consiste à revendre l'énergie à EDF AO (obligation d'Achat) ou acteurs assimilés, selon des conditions réglementées (arrêté du 6 octobre 2021) et donc prévisibles : EDF fournit une garantie d'achat au prix réglementé sur 20 ans, puis au marché libre à court terme (« Spot ») ; et les conditions tarifaires varient en fonction du seuil de 500 kWc.

Le cash-flow est sécurisé, du moins sur 20 ans. Toutefois, les tarifs ont eu tendance à baisser à mesure que le coût d'investissement des PV baissait et que l'énergie solaire se développait.

- c) vente directe en PPA (Power Purchase Agreement): elle consiste à vendre l'énergie produite auprès de grandes entreprises cherchant à verdir leur approvisionnement (par exemple SNCF, grands groupes industriels) dans le cadre d'un contrat privé fondé sur un

engagement long terme (10-20 ans) et une tarification contractualisée (prix fixe ou une formule de prix prévisible et non dépendante du marché libre).

Le cash-flow est plus sécurisé, moins dépendant de la seule réglementation mais avec un prix inférieur au marché libre. Cette modalité se prête particulièrement bien à la revente d'importants volumes d'énergie.

- d) vente auprès d'opérateurs (incluant les contrats à court-moyen-long termes): elle consiste à vendre l'énergie produite auprès d'agrégateurs ou fournisseurs d'énergie (par exemple EDF Agregio, Engie Flexcity, Total Energie Direct, ou acteurs plus secondaires comme Actility, Voltalis, etc) à un prix différent des contrats de rachat, se rapprochant des prix du marché libre. Au T1 2025, cette modalité de vente reste marginale du fait de la volatilité des prix de l'énergie.

4. Evaluation

Nous préconisons l'approche suivante s'agissant d'évaluation de PV en France.

- **Une méthode dédiée** avec un flux de cash-flow distinct de la méthode d'évaluation de l'Actif en raison de profils de sous-jacents différents, quel que soit le mode de détention. Les deux valeurs s'ajoutent [valeur du Bien = valeur de l'Actif + valeur du PV].
- **La méthode en DCF** (discounted cash-flow). En effet, l'évaluation de PV doit pouvoir tenir compte de plusieurs facteurs importants :
 - La durée de vie limitée des panneaux (25 à 30 ans)
 - La production d'énergie, et donc le revenu financier, qui dépend de l'ensoleillement des panneaux
 - La production d'énergie qui s'affaiblit dans le temps du fait de l'obsolescence des panneaux
 - Le mode de détention et le « mix revenu » lié aux types de vente d'énergie
 - La fluctuation des cours de l'énergie

Ainsi, une approche par comparaison directe ne semble pas pertinente, sauf à avoir des termes de comparaison avec la même capacité de production et exactement le même niveau d'ensoleillement.

L'approche par capitalisation des revenus, compte tenu à la fois de la durée de vie limitée des panneaux et du rendement décroissant de la production, nous semble peu adaptée en l'absence à ce stade de termes de comparaison en matière de taux de rendement.

L'approche par DCF nous semble la seule méthode pertinente, permettant à la fois de modéliser une durée de vie limitée, des rendements de production décroissants, une variation au cours de l'exploitation du PV et des combinaisons de revenu variées (mix-revenu).

- **Les principaux paramètres** suivants à prendre en compte sont les suivants :
 - Durée du DCF : durée de vie résiduelle des panneaux (30 ans en moyenne), sans valeur résiduelle des panneaux à l'issue du DCF (considérant l'hypothèse de l'existence d'une valeur résiduelle minimale compensant le démontage ou recyclage)
 - Chiffre d'affaires ou revenu : 10 à 20 ans marché réglementé + marché spot ensuite (en hypothèse de marché actuel) + application des modalités du contrat et le plus souvent a défaut comme représentatif du marché > réglementé
 - Pas d'indexation des prix de vente sur la durée de la convention avec EDF
 - Tarif spot à l'issue de la convention (SOURCES Baringa ou Aurora)
 - Affaiblissement : 1% par an maximum, souvent garantie de 85% de production à 25 ans
 - Charges et frais d'entretien : environ 10% à 20% du CA, intégrant les taxes et les charges de copropriété le cas échéant, puis indexé ou inflaté
 - Remplacement onduleurs (capex) : tous les 10/15 ans (15k€ à 25k€)
 - Choix du taux d'actualisation : compte tenu de la prise en compte d'un tarif garanti sur longue période, le taux d'actualisation peut se rapprocher d'un taux sans risque

Cas de l'autoconsommation

Nous préconisons de retenir la méthode du revenu garanti par EDF même en cas d'autoconsommation. En effet, c'est à l'heure actuelle la méthode la plus valorisante pour du photovoltaïque, et à l'image de l'immobilier d'exploitation évalué à la valeur locative de marché, le régime d'autoconsommation ne dépendant que du choix du propriétaire doit être évalué à la plus juste valeur.

Cependant, lorsque l'avantage économique d'une autoconsommation pour le locataire peut être fiabilisé et constituer un facteur impactant la valeur locative, l'évaluateur aura la possibilité d'utiliser une méthode reposant sur une majoration de la valeur locative.

- **Réserves sur les méthodologies.** Certains risques relatifs à la détention et à l'exploitation de PV sont actuellement difficiles à appréhender du fait du manque de recul sur cette activité. Nous citerons les points d'attention suivants :
 - L'évolution du tarif de revente sur longue période
 - Le traitement du coût du recyclage des panneaux photovoltaïques
 - Le traitement des infrastructures bénéficiant encore d'une durée de vie résiduelle (supports d'ombrières, réseaux...) à l'issue du cash-flow d'analyse.
 - Le traitement du coût d'installation des équipements PV en cas de renforcement des toitures et/ou de l'étanchéité.
 - Des systèmes de batteries se développent permettant de stocker à proximité l'énergie produite par des panneaux photovoltaïques pour faciliter leur réemploi. Ces systèmes pourraient impacter les approches économiques à l'avenir.

L'approche d'évaluation pourra donc être amenée à évoluer à l'avenir, lorsque les acteurs de marché auront davantage de recul sur l'exploitation des panneaux photovoltaïques et sur la base de davantage de transactions.