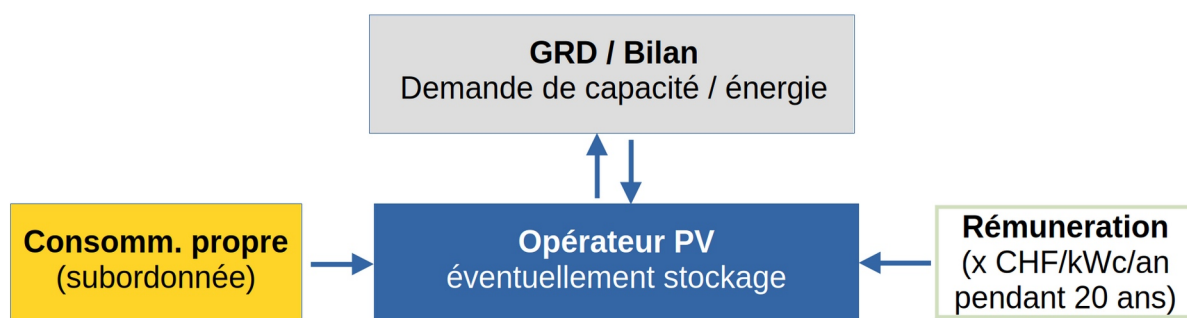


Étude succincte VESE

Développement photovoltaïque 2.0 : Solutions innovantes pour une sécurité durable des investissements PV



Modèle de capacité de VESE – Capacité et énergie au service du réseau et du système, avec sécurité d'investissement.

Contenu

Executive Summary:	3
1. Introduction: Pourquoi le moment est venu d'entreprendre les réformes nécessaires	4
2. Le paquet de solutions VESE : deux piliers pour un avenir énergétique réussi	5
2.1. Pilier 1 : sécurité d'investissement grâce à des modèles intelligents	5
a) Modèle 1 : modèle de capacité avec contrat de tolling : la solution gagnant-gagnant pour les gestionnaires de réseau de distribution et les investisseurs	5
b) Modèle 2 : prime de marché flottante (PMF) : économie de marché avec filet de sécurité	6
2.2. Pilier 2 : modèles orientés vers le marché pour les acteurs prêtes à prendre des risques	6
a) Modèle 3 : RPC hivernale : intelligence saisonnière	6
b) Modèle 4 : système de bonus SmartGrid	6
3. Mise en œuvre : la voie pragmatique	7
4. Conclusion : de nouveaux modèles garantissent l'approvisionnement en électricité	7
Annexe 1 : Description du modèle de capacité	9

Executive Summary:

Solutions innovantes pour garantir le développement du PV

Avec la loi sur l'électricité, le Parlement et le peuple ont décidé d'accélérer la transformation de l'approvisionnement en électricité. Concrètement, 18.7 TWh d'électricité photovoltaïque (PV) doivent être produits d'ici 2030.

Cela signifie une augmentation de la puissance photovoltaïque d'environ 25 à 3 GWp par an (augmentation d'environ 1.5 GWp en 2025). Cela représente des investissements annuels d'environ 3 à 4 milliards de francs qui, comme le stipule également le slogan de la loi sur l'électricité, doivent provenir à environ 80 % principalement d'investisseurs privés.

Pour que l'augmentation et le financement de l'augmentation de la capacité PV de cette ampleur puissent aboutir, une chose est essentielle : la sécurité des investissements. Il doit être possible d'expliquer à un profane, sur une feuille A4, comment et dans quel délai son installation photovoltaïque sera amortie.

Au cours des 15 dernières années, le photovoltaïque est passé d'un marché de niche à une infrastructure énergétique sérieuse. Il doit être traité comme tel : ce ne sont pas les profits à court terme ou les avantages en termes de coûts qui sont déterminants, mais la disponibilité à long terme, la sécurité et l'indépendance énergétique. De plus, l'électricité photovoltaïque suisse ne pourra jamais être produite aux mêmes coûts qu'un parc photovoltaïque espagnol en plein air. Les instruments de financement doivent donc être différents. Dans la présente étude succincte, nous proposons des mécanismes permettant d'atteindre cette sécurité d'investissement.

Le photovoltaïque en tant qu'infrastructure est un aspect. De l'autre côté, il y a le « marché » et les problèmes qui y sont liés, tels que la surproduction potentielle pendant les heures ensoleillées, le besoin accru d'énergie d'équilibrage à court terme et l'augmentation des temps morts dans le système due, par exemple, aux batteries privées et à l'optimisation de la consommation propre, qui rendent plus difficile la prévision des besoins en électricité.

Selon nous, l'avenir de notre système énergétique devrait reposer sur un modèle à deux piliers. Chaque investisseur photovoltaïque peut choisir une seule fois l'un des piliers : des modèles basés sur le marché (modèles 3 et 4) avec tous les risques et opportunités, ou des modèles offrant un amortissement prévisible (modèles 1 et 2).

Nous mettrons l'accent sur le « **modèle de capacité** », qui combine des éléments de contrats de tolling avec l'exploitation des installations photovoltaïques au service du réseau et de l'énergie. Vous trouverez plus de détails sur ce modèle à l'[annexe 1](#). Les autres modèles ne sont que brièvement esquissés et sont destinés à alimenter la réflexion pour de futures discussions.

1. Introduction: Pourquoi le moment est venu d'entreprendre les réformes nécessaires

La Suisse se trouve face à une opportunité historique : en adaptant notre système afin de garantir la sécurité des investissements, nous proposons un modèle qui allie à la perfection sécurité d'approvisionnement, rentabilité et proximité avec les citoyens. Ce modèle nous permettra de devenir un modèle international en matière de politique énergétique intelligente.

Le message clé : la voie actuelle ne mène pas au but. Nous avons besoin de mécanismes intelligents qui protègent à la fois les investisseurs et les consommateurs d'électricité tout en accélérant la transition énergétique.

L'histoire à succès Suisse

- ✓ **La PV a atteint sa maturité** : d'une technologie de niche à un fournisseur d'électricité sérieux
- ✓ **Objectif de 35 GW d'ici 2035** : une vision devient une réalité tangible
- ✓ **Progrès technologique** : les modules PV ont vu leur prix baisser de 80 % - l'infrastructure devient un facteur de coût

La nouvelle réalité exige de nouvelles solutions

- **12 GW de charge réseau contre 35 GW de PV en 2035** : une gestion intelligente plutôt qu'une extension coûteuse du réseau
- **Plus de 400 heures de prix négatifs** : l'Europe nous montre déjà aujourd'hui où nous mène cette évolution
- **Le système d'ordre de mérite ne convient pas aux énergies renouvelables** : la production décentralisée nécessite des solutions décentralisées
- **80 % d'investisseurs privés** : les PME et les citoyens qui investissent dans le photovoltaïque ont besoin de modèles simples et fiables.

L'impératif économique

Comme le montrent les modifications constantes apportées à la loi sur l'énergie et aux ordonnances qui s'y rapportent, une pause dans la réforme des modèles de rémunération s'impose depuis longtemps.

Avec la réforme : gains économiques

- ✓ **Économies liées à l'extension du réseau** : des milliards grâce à un contrôle intelligent plutôt qu'au cuivre
- ✓ **Réduction de l'énergie d'équilibrage** : production planifiable et contrôlable
- ✓ **Emplois** : de l'installateur au développeur de logiciels

Souveraineté de la politique énergétique

- ✓ **Indépendance** : moins de dépendance vis-à-vis des importations grâce à une expansion hivernale forte et autonome
- ✓ **Sécurité d'approvisionnement** : la production décentralisée renforce la résilience

- ✓ **Électricité hivernale** : des incitations intelligentes pour une production sur l'ensemble de l'année

Valeur ajoutée sociétale

- ✓ **Participation citoyenne** : les investisseurs privés deviennent des partenaires de la transition énergétique
- ✓ **Création de valeur régionale** : installateurs locaux, création de valeur régionale
- ✓ **Équité intergénérationnelle** : un financement durable sans accumulation de dettes

En résumé:

Sans réforme : des milliards de coûts pour l'extension du réseau, l'énergie équilibrage et les opportunités manquées

Avec la réforme : la Suisse devient pionnière en matière de savoir-faire énergétique et économise des milliards par rapport au maintien du statu quo..

2. Le paquet de solutions VESE : deux piliers pour un avenir énergétique réussi

Principe fondamental : liberté de choix et sécurité de planification

Lors de son inscription, chaque investisseur photovoltaïque décide **une seule fois et librement** : quelle part de son installation doit bénéficier d'une aide garantissant la sécurité de l'investissement, quelle part doit être exposée au marché libre ? Cette décision est valable pendant 20 ans, ce qui garantit **une sécurité de planification pour toutes les parties concernées**.

2.1. Pilier 1 : sécurité d'investissement grâce à des modèles intelligents

Objectif : financement des infrastructures par des amortissements garantis sans profits excessifs (similaire au financement des réseaux électriques, le profit maximal est plafonné au WACC)

- a) **Modèle 1 : modèle de capacité avec contrat de tolling : la solution gagnant-gagnant pour les gestionnaires de réseau de distribution et les investisseurs**

Fonctionnement :

- Le producteur photovoltaïque reçoit un prix fixe en francs suisses par kWc de puissance disponible et par an, sans rémunération supplémentaire pour l'énergie injectée. L'énergie non soutirée par le GRD peut être utilisée pour l'autoconsommation..
- Le GRD peut piloter l'injection au point de soutirage entre 0 % et 100 % de la puissance instantanée de l'installation.
- Aucune autoconsommation possible si le GRD prélève 100 %.

- **Résultat** : intégration des installations photovoltaïques au réseau et à l'énergie pour le GRD, sécurité d'investissement pour l'investisseur.

Le clou : contrats de tolling établis dans le domaine BESS - **éprouvés, juridiquement sûrs, immédiatement applicables.**

Remarque : vous trouverez plus de détails sur le modèle de capacité dans l'[annexe 1](#)

b) **Modèle 2 : prime de marché flottante (PMF) : économie de marché avec filet de sécurité**

- ✓ **Principe de base de la PMF inchangé** : prix par kWh par installation attribué individuellement lors d'enchères, sous la forme d'un contrat pour différence (CfD)
- ✓ **Nouveau** : GO inclus dans le prix – moins de bureaucratie et plus de sécurité pour les investissements
- ✓ **Nouveau** : contrôlabilité du GRD au point de soutirage en cas de congestion du réseau
- ✓ **Nouveau** : durée de l'accord par rapport aux kWh produits : ce n'est pas la durée qui est fixe, mais le rendement cible, éventuellement assorti d'un « ajustement des quantités » après une durée maximale.
- ✓ **Nouveau** : si le GRD ne réclame pas 100 % de la puissance disponible, le reste peut être utilisé pour la consommation propre
- ✓ **Résultat** : sécurité de planification pour les investisseurs, sécurité des coûts pour la société

Remarque : nous ne présentons ici qu'un résumé de ce modèle à des fins de discussion. Nous pouvons volontiers l'élaborer plus en détail si nécessaire.

2.2. Pilier 2 : modèles orientés vers le marché pour les acteurs prêtes à prendre des risques

a) **Modèle 3 : RPC hivernale : intelligence saisonnière**

- ✓ **Hiver** : prix fixe, triple du coût de production moyen
- ✓ **Été** : prix du marché - avec toutes les opportunités et tous les risques
- ✓ **Incitatif** : les installations est-ouest, les montages inclinés, les façades et les installations à alimentation limitée sont récompensés
- ✓ Sécurité d'investissement partielle grâce au prix fixe en hiver, éléments de marché grâce aux prix du marché en été

Remarque : nous ne présentons ici qu'un résumé de ce modèle à des fins de discussion. Nous pouvons volontiers l'élaborer plus en détail si nécessaire.

b) **Modèle 4 : système de bonus SmartGrid**

L'idée : le GRD émet des signaux de prix en temps réel.

- ✓ **Contrainte réseau** : malus pour l'alimentation

- ✓ **Besoins réseau** : bonus pour l'alimentation
- ✓ **Autorégulation** : le marché réagit automatiquement aux besoins du réseau
- ✓ **Conception neutre en termes de revenus** : la pénalité est redistribuée sous forme de bonus
- ✓ Modèle purement basé sur le marché

Remarque : nous ne présentons ici qu'un résumé de ce modèle à des fins de discussion. Nous pouvons volontiers l'élaborer plus en détail si nécessaire.

3. Mise en œuvre : la voie pragmatique

Pour la mise en œuvre des modèles, nous proposons une approche pragmatique en trois phases.

Phase 1 : premières mises en œuvre (12 mois)

- 10 installations par modèle comme preuve de concept
- Focus sur le modèle 1, le modèle de capacité, avec preuve de concept dans différentes zones GRD avec différentes tailles/types d'installations
- Collecte de données et optimisation

Phase 2: Extension régionale (12 mois)

- Extension aux zones GRD intéressées
- Intégration dans les processus Pronovo existants
- Formation des installateurs et des conseillers

Phase 3: Mise en œuvre nationale (24 mois)

- Intégration complète, avec, le cas échéant, les adaptations nécessaires dans les lois et ordonnances

4. Conclusion : de nouveaux modèles garantissent l'approvisionnement en électricité

Nous sommes à un tournant historique. Si nous n'adaptions pas le système aux nouvelles réalités, la transition énergétique, qui est en fait aussi un changement de paradigme passant de quelques grandes centrales électriques à de nombreuses petites centrales décentralisées et résilientes, sera ralentie et risque d'échouer.

Le modèle VESE offre :

- ✓ La sécurité des investissements sans risque pour les contribuables
- ✓ la stabilité du réseau sans investissements de plusieurs milliards
- ✓ la participation des citoyens sans bureaucratie compliquée
- ✓ des mécanismes de marché sans économie planifiée

✓ une approche suisse : pragmatisme et faisabilité avant tout

Appel aux responsables politiques et administratifs : créons ensemble le système énergétique qui permettra à la Suisse d'aborder avec succès le prochain siècle. Le moment est venu de mener des réformes courageuses et intelligentes.

Annexe 1 : Description du modèle de capacité

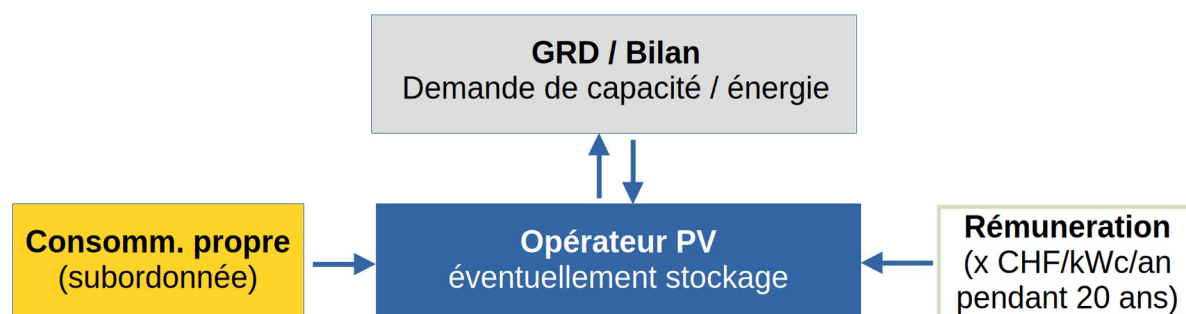
Description du modèle de capacité PV avec optimisation de l'alimentation, conçu comme un contrat de tolling

Groupe cible

- Le modèle de capacité convient en principe à toutes les installations photovoltaïques, indépendamment de leur taille, de leur orientation ou de leur structure d'exploitation.
- Pour les installations photovoltaïques d'une puissance comprise entre 50 et 100 kWc environ, un pilotage au moyen de fichiers CSV publiés en mode « Day-ahead » est idéal. Cela garantit une interface informatique simple et robuste et offre aux exploitants photovoltaïques une grande transparence ainsi qu'une planification fiable de leur autoconsommation.
- Les installations de plus grande taille peuvent être commandées en temps réel via les systèmes de contrôle des gestionnaires de réseau de distribution (GRD).
- Le modèle est particulièrement avantageux pour les installations sans autoconsommation ou avec une autoconsommation faible.
- Le modèle de capacité soutient le changement de paradigme de « chaque kWh compte » à « chaque panneau compte » et considère le photovoltaïque comme faisant partie de l'infrastructure énergétique suisse.

Problématique

- L'autoconsommation (valable également pour les RCP, etc.) accentue le profil de production PV du point de vue du gestionnaire de réseau de distribution (GRD). En effet, à 9h00, la totalité de la production est autoconsommée, entre 10h00 et 11h00, la batterie est chargée, et c'est à midi que l'injection sur le réseau a lieu...
- Cela signifie que chaque installation d'autoconsommation peut potentiellement augmenter le prix de l'électricité pour tous (car l'électricité « précieuse » est consommée le matin et l'électricité « sans valeur » est injectée à midi). De plus, les coûts réseau économisés sont répercutés par le GRD sur les autres consommateurs finaux.
- Si les prévisions photovoltaïques ne correspondent pas à la production réelle, des montants parfois élevés sont dus pour l'énergie d'équilibrage.
- Même avec TOP-40, au moins 60 % sont toujours injectés, car l'exploitant PV doit ici aussi amortir l'installation via les kWh.



Idée:

- Le GRD convient avec l'exploitant photovoltaïque d'un prix fixe en CHF par kWc de puissance disponible par an
- En contrepartie, le GRD peut contrôler l'installation à sa guise : entre 0 et 100 % de la puissance actuellement disponible, mesurée, comme pour le TOP-40, au point de soutirage
- Cette commande a priorité sur l'autoconsommation, c'est-à-dire que si le GRD demande « 100 % », aucune autoconsommation n'est possible
- Il n'y a pas d'autre rémunération, c'est-à-dire que l'électricité (y compris le GO) est injectée « gratuitement », car elle est déjà « payée » via le prix de capacité fixe

Exemple:

- À 9 heures du matin, le réseau du GRD a besoin d'électricité, le GRD spécifie « 100 % », l'exploitant photovoltaïque doit tout injecter
- À 11 heures, les installations photovoltaïques produisent déjà bien, il suffit que toutes injectent la moitié pour couvrir les besoins actuels du groupe-bilan auquel le GRD est connecté¹. Le GRD impose donc « 50 % », l'exploitant photovoltaïque peut utiliser le reste pour sa propre consommation ou réduire la production de l'installation photovoltaïque.
- À 12 heures, les prix de l'électricité sont négatifs, le GRD impose « 0 % », l'exploitant photovoltaïque peut tout consommer lui-même (par exemple pour recharger sa voiture ou sa batterie) ou doit réduire la puissance de l'installation

Atouts:

- ✓ L'exploitant photovoltaïque reçoit un prix fixe par kWc de puissance opérationnelle, ce qui lui garantit la sécurité de son investissement avec un bénéfice défini.
- ✓ Consommation propre planifiable pour les exploitants photovoltaïques (si l'installation est contrôlée via un fichier CSV day-ahead).
- ✓ Le GRD n'a plus à payer de prix négatifs au propriétaire en cas de surproduction potentielle d'énergie dans sa zone de réseau, ce qui profite à tous
- ✓ La mise en œuvre serait analogue au modèle « TOP-40 », avec un SmartMeter au point de raccordement. La régulation des installations PV pourrait s'effectuer, par exemple, par le téléchargement quotidien d'un fichier CSV (valeurs au quart d'heure) auprès du GRD. Ces données pourraient être calculées individuellement pour chaque installation, mises à disposition par catégories de taille d'installation ou encore différenciées par district de transformateur. Les grandes installations pourraient être pilotées directement via une interface de données et seraient ainsi intégrées aux systèmes de conduite du GRD.
- ✓ facilement combinable avec TOP-40, la régulation serait alors comprise entre 60 % et 0 %, et les 60 % seraient convenus dans le DTR
- ✓ possibilité de vendre de l'énergie d'ajustement négative : en utilisant les installations photovoltaïques pour produire de l'énergie de régulation négative, ou en les régulant à 0 alimentation lorsqu'une énergie de régulation négative est nécessaire

¹ VESE tient à souligner ici que nous avons déjà demandé à plusieurs reprises la mise en place d'un point de livraison central pour l'électricité renouvelable. En effet, une réduction aux groupes-bilan ne reflète pas la réalité : il se peut qu'un autre groupe-bilan ait justement besoin de l'électricité PV.

- ✓ La méthodologie est établie, il s'agit d'une variante des contrats de tolling²: ceux-ci permettent de combiner l'expertise technique de l'exploitant de l'installation avec l'expertise commerciale et du marché du partenaire de tolling.

Financement:

- La rémunération fixe de la capacité serait convenue de manière unique, échelonnée selon l'orientation, l'angle d'inclinaison et la taille de l'installation, et versée annuellement. Étant donné que les installations PV sont protégées contre l'inflation, ce montant n'aurait pas besoin d'être adapté à un indice de renchérissement ; en tenant compte de l'inflation, il deviendrait donc chaque année "meilleur marché" en termes réels.
- Financement partiellement possible à partir du réseau : ainsi, par exemple, avec une limitation fixe de l'alimentation comprise entre 0 et 60 % (correspondant au modèle TOP 40), un comportement permanent et utile au réseau est garanti, c'est-à-dire qu'une partie de la rémunération pourrait être financée par le réseau, comme dans le modèle TOP 40.
- Le reste de la rémunération pourrait être compensé par l'approvisionnement en énergie, mais aussi, par exemple, par les économies sur l'énergie d'équilibrage ou, le cas échéant, par la vente de services système (SdS) mutualisés. Mais ici aussi, il faut s'écarter de la vision du "pur marché". En effet, une infrastructure construite et exploitée en Suisse ne pourra jamais concurrencer les installations photovoltaïques au sol espagnoles.

Séparation des domaines du réseau et de l'énergie :

Le modèle de capacité concerne les deux domaines de l'approvisionnement énergétique : le secteur « réseau » et le secteur « énergie ». Cela pourrait entraîner des défis réglementaires.

Solutions possibles :

- adaptations légales
- deux signaux de commande virtuels à l'exploitant photovoltaïque : un signal utile au réseau et un signal utile à l'énergie. L'exploitant photovoltaïque est contractuellement tenu de relier ces deux signaux d'une certaine manière, par exemple en donnant la priorité au « signal réseau ».

² voir aussi : <https://www.pv-magazine.de/2025/03/06/tolling-vertrag-sichert-die-finanzierung-fuer-grossspeicher-in-deutschland/>