

## Mesures d'urgence pour le photovoltaïque dans les Outre-mer

**2013**

**Le photovoltaïque au service de l'Autoconsommation  
d'électricité et de la Maîtrise de l'énergie dans les Outre-mer**

**Dossier de demande de tarif d'achat spécifique 2013**

**Syndicat des Energies Renouvelables**

15 mai 2013



## 1 **Constat : Le photovoltaïque dans les Outre-mer, une image à restaurer**

Entre 2006 et 2010, le photovoltaïque a connu une forte croissance dans l'hexagone et en Outre-mer. Fin 2010, plutôt que de réguler cette croissance et ses risques d'effet d'aubaine, il fut pratiqué un arrêt total :

- Moratoire (Métropole et Outre-mer)
- Arrêt de la défiscalisation (Outre-mer),
- « Effacement » : le plafonnement des 30 % en puissance de pointe (Outre-mer).

Ainsi, dès 2011, près de 3/4 des emplois de la filière furent condamnés à une disparition désormais constatée au début de 2013.

*Sur les emballements de projets décriés en 2010 sur la défiscalisation, on rappellera que le Gouvernement n'avait pas, au grand désarroi de la profession, pris l'arrêté prévu par les textes de lois et fixant les bases de défiscalisation. Il aurait permis notamment de maîtriser les volumes de projets.*

### **Rappel : Le parc d'installations PV à fin 2012 en Outre-mer est de 311 MWc**

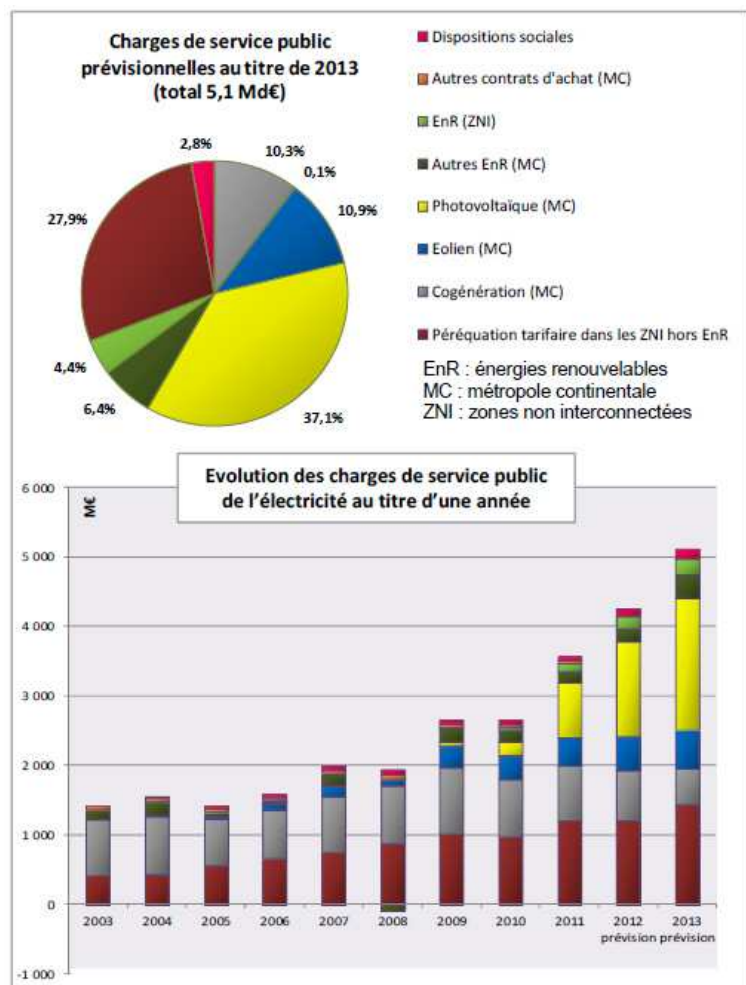
A fin 2012, **311 MWc** de PV sans stockage ont été raccordés aux réseaux publics des Outre-mer (hors Mayotte et Corse), contribuant à plus de **5 % de l'énergie électrique consommée**.

## 2 **Un bilan CSPE à revoir**

Le **tableau NATIONAL de la CSPE 2013** fait apparaître une forte croissance du coût du PV dans le mix des énergies.

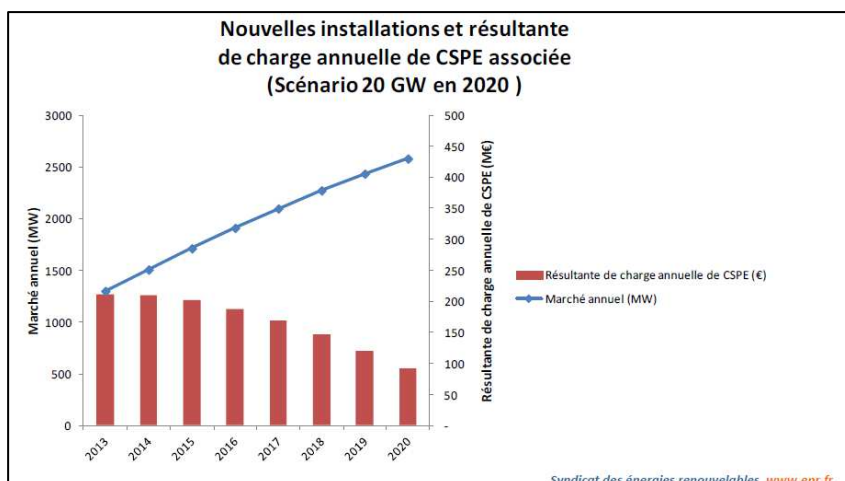
Une communication régulière des services de l'Etat sur cette croissance est reprise par la presse, contribuant à donner une image dispendieuse que nous considérons déformée de la filière.

En effet, le SER a démontré (cf. tableau suivant et rapport en annexe) que la courbe d'apprentissage pré-moratoire et ses effets d'aubaines ont été stoppés par le moratoire et les mesures qui ont suivi.



Aujourd'hui, le PV et sa vision « panneaux massivement chinois » + déséquilibre balance commerciale + « surcoûts CSPE incontrôlés » sont **derrière nous**.

La courbe ci-contre montre le **scénario CSPE France sur 20 GW en 2020** avec une résultante en diminution.



Une **valeur ajoutée qui devient au minimum à 60 % française** en Investissement et près de 100 % en exploitation et maintenance :

2011	Investissement global			Valeur Ajoutée française		
Filière	MW	€/W (moyen)	Millions €	€/W (moyen)	Millions €	% moyen
Domestique	354	3,92	1 387	2,34	827	60%
Professionnel	354	2,74	970	1,54	421	43%
Centrales au sol	308	1,90	756	0,96	335	44%

2020	Investissement global			Valeur Ajoutée française		
Filière	MW	€/W (moyen)	Millions €	€/W (moyen)	Millions €	% moyen
Domestique	873	1,86	1 626	1,14	993	61%
Professionnel	873	1,40	1 221	0,84	737	60%
Centrales au sol	754	1,38	1 038	0,76	574	55%

Source : SER

© BIPE 2011 - Janvier 2012 - Contribution au Livre Blanc du SER

## **CSPE dans les ZNI : Sur les 10 dernières années, le photovoltaïque ne représente pas plus de 5 % des surcoûts CSPE**

Le tableau suivant, issu des données EDF SEI (« bilans prévisionnels ») et délibérations CRE, montre l'évolution factuelle de l'énergie nette délivrée depuis 10 ans, ainsi que les surcoûts annuels CSPE et le poids relatif du PV.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
totaux GWh ZNI /an (hors Mayotte)	7318	7537	7851	7999	8191	8457	8665	9066	8986	9150	9617
surcout CSPE hors Mayotte (M€/an)	400	425	550	630	740	865	995	970	1260	1310	1570
surcout €/MWh	55	56	70	79	90	102	115	107	140	143	163
Poids du PV M€/an						7	14	41	83	154	225
Poids du PV %/an						1%	1%	4%	7%	12%	14%

On voit qu'en 10 ans, la consommation électrique a augmenté de 30 % alors que les surcoûts CSPE ont augmenté de 400 %. Jusqu'à 2010, cette augmentation est indépendante du PV.

On peut s'interroger sur les raisons qui ont contribué à la très forte croissance des surcoûts CSPE pendant cette période au regard de l'augmentation raisonnable de la consommation d'énergie, mais on ne peut guère l'attribuer au PV : en cumulé, en 10 ans, près de **93 000 GWh** ont été délivrés pour un surcoût global cumulé de l'ordre **9 700 M€**. Le **photovoltaïque** « ZNI » représente **520 M€** environ soit **5%** des surcoûts.

NOTA pour 2013 :

Le prix de revient moyen prévisionnel complet de production des centrales EDF est de **308 €/MWh**. Il intègre les coûts fixes.

Le prix de revient moyen complet (production EDF + contrats d'achat) est de **253 €/MWh**, (avec coûts fixe).

### **Synthèse sur les surcoûts CSPE ZNI (hors coûts réseau):**

Ainsi, le **surcoût CSPE ZNI 2013** au MWh ressort à : **193 €/MWh**, soit 1 293 M€ (hors Corse).

Si nous neutralisons le PV existant (311 MWc) qui pèse 161 M€ de CSPE en 2013 (cf ci-dessous), reste 1132 M€, soit un coût de CSPE « sans PV » de **169 €/MWh**.

<b>Neutralisation du cout du PV (ZNI hors Corse)</b>	
total prévi CRE GWh PV en 2013	395,7
cout d'achat M€	180,05
cout évité moyen lié au PV (M€)	-19,00
<b>cout CSPE PV prévi 2013 (M€)</b>	<b>161,05</b>
<b>cout CSPE hors PV (M€)</b>	<b>1132,17</b>
<b>économie en €/MWh si pas de PV</b>	<b>24,07</b>

### **Quid du coût des réseaux ? (financé par la TURP) : un coût important axé sur un modèle de production historiquement centralisée**

Si les réseaux actuels sont incontournables dans le cadre de la production centralisée d'électricité, il n'est pas anodin de spécifier que leurs coûts de revient (qui n'entrent pas dans le champ de la CSPE mais qui sont payés au final par le consommateur), pèsent en 2013 : **267 M€, soit 40 €/MWh**. Ces coûts mériteraient d'apparaître plus clairement dans les coûts de revient de mise à disposition de l'électricité.

Par ailleurs, les pertes électriques (joule, etc...) annoncées dans les réseaux sont de l'ordre de 10 %, soit, un poids annuel CSPE (hors Corse) de plus de **142 M€ de pertes, soit 21 €/MWh**.

<b>COÛT DE PRODUCTION ENERGETIQUE</b>	<b>Total ZNI (ex Corse)</b>	<b>pertes central</b>
<b>CSPE (centrales EDF ZNI)</b>	<b>648,8</b>	100%
<b>Coûts des contrats d'achats nets (M€)</b>	<b>644,4</b>	60%
	<b>1 293,2</b>	- <b>142,7</b>

Notre vision est qu'une plus grande décentralisation des points de livraison d'énergie concourt à réduire ces pertes qui se montent à **61 €/MWh** par :

- Diminution des appels de puissance et donc l'énergie qui transite au niveau des postes BT/HTA
- Contribution à maîtriser les chutes de tension sur les départs BT lors de l'injection PV
- Réduction du transit énergétique et donc des pertes

### **Conclusion de l'analyse des coûts CSPE depuis 10 ans dans les ZNI :**

L'analyse des coûts CSPE depuis 10 ans montre que le modèle centralisé, essentiellement basé sur des énergies fossiles, devient **par nature de plus en plus coûteux** sur le moyen et le long terme:

- augmentation du coût des énergies fossiles et de l'électricité de **+ de 5 %/an** (commission d'enquête sur le cout réel de l'électricité)
- + coûts de réseaux insulaires fragiles conçus pour centralisation de la production
- + pertes joules
- et résultats MDE visibles mais à accélérer.

Dans les ZNI, il faut analyser l'avenir à la lumière des surcouts réels et à date de :

- **193 €/MWh** , avec proposition SER de se baser sur seuil de **169 €/MWh** correspondant à la CSPE actuelle neutralisée du photovoltaïque existant.
- + une partie des **61 €/MWh** issue des pertes cumulées liées aux réseaux : proposition SER de **+31 €/MWh**

**=> Définition d'un surcout CSPE « normatif »**

Nous proposons donc de convenir d'une **CSPE ZNI normative de 200 €/MWh** , correspondant à la CSPE à partir de laquelle **tout système nouveau avec stockage et services systèmes devra se comparer** .

### **3 Répondre aujourd'hui aux enjeux futurs de l'énergie dans les ZNI et au delà :**

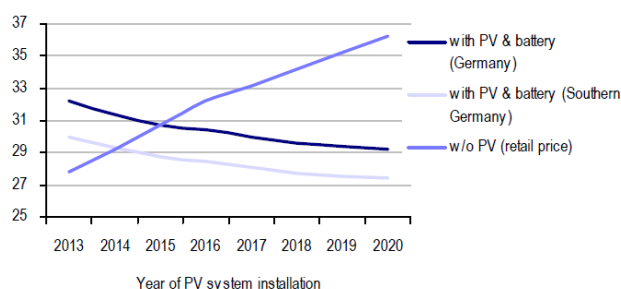
Au regard des enjeux du futur de l'énergie, **les Outre-mer sont de véritables lieux d'anticipation des solutions à venir**. Et dans l'avenir, la seule énergie largement disponible et dont les **coûts ont baissé de 70 % en 3 ans**, et continuent de baisser, est le **photovoltaïque**.

Par ailleurs, **plusieurs rapports d'études solides le montrent** :

- UBS « the unsubsidised solar revolution »,
- Bureau de coordination des EnR Allemand « le retour d'expérience Allemand »,
- Agence Internationale de l'Energie,
- Projet européen « PV legal »... ,

L'autoconsommation sans stockage dans les bâtiments devient un modèle économique viable dès 2014 en Europe (Allemagne, Italie, Espagne...), le **PV avec stockage devrait être viable dès 2016** en Allemagne et Espagne et 2019 en Italie (source UBS, cf graphique suivant).

Chart 15: Cost of electricity in €/kWh  
(4,500kWh household with a 5,000kWh PV system and a 3kWh battery)



Source: UBS estimates

Note: Electricity cost with PV refers to the cost in the first year of installation of the PV system; investment costs (PV system) subject to linear depreciation over 20 years.

Si l'on reprend le **coût global de revient moyen d'un kWh en ZNI pour la collectivité**, il varie de **253 €/MWh à 308€/MWh** suivant qu'on y intègre ou pas les contrats d'achats : pour les ZNI, l'autoconsommation avec stockage se doit donc d'arriver dès fin 2013.

L'autoconsommation est, de plus, le principal concept énergétique qui permet d'**allier production et Maîtrise de la demande d'énergie** ; ce concept de type SMARTGRID, peut se voir à l'échelle d'un bâtiment mais aussi d'un quartier.

### **Redémarrer le PV dans les ZNI : Comment passer à l'autoconsommation PV couplée à la MDE pour un coût collectif maîtrisé et raisonnable ?**

Nous proposons de partir des principes et objectifs suivants :

- **Répondre aux objectifs fixés par la loi Grenelle** en allant au-delà du taux de pénétration fixé aujourd'hui à 30 % de la puissance de pointe et en assurant une participation en énergie du PV de **15 % de la consommation d'électricité annuelle** en 2020 (soit + 5 à 600 MWc avec stockage).
- **S'inscrire dans un cadre le plus cohérent possible avec les politiques des collectivités Régionales (scrae, prerure, ...)**. Echanges réguliers avec les Régions (Directions de l'énergie et environnement, Réseau Pure Avenir, Ademe...).
- **Développer un modèle de transition énergétique** à forte valeur ajoutée technologique, permettant une synchronisation optimisée (naturelle, programmée ou forcée) de la consommation et de la production entraînant des effets MDE significatifs.
- **Créer et maintenir des emplois locaux** correspondant aux compétences développables en **environnement Ultra-marin** et tournées vers l'aval : conception tropicalisée, réalisation adaptée,

installation, exploitation. Le programme proposé représente au moins **3500 emplois de construction** et près de **1000 emplois de maintenance et exploitation sur 20 ans**.

- **Exporter ce modèle en parallèle dans les environnements similaires** (îles et territoires non inter-connectés de moins de 3 millions d'habitants) car **les DOMPOM sont les laboratoires du futur de l'énergie décentralisée**.

Le modèle proposé respectera les critères suivants :

- Puissances unitaires de **1 à 100 KVA** (extension à 250 KVA à réfléchir)
- Sur le plan énergétique chaque système permettra :
  - de 50 à 70% d'autoconsommation
  - de 20% à 30 % de service système
  - maximum 20 % de « net-metering » (injection libre).
  - **L'amortissement d'un investissement MDE** permettant d'optimiser/baisser la consommation initiale du bâtiment de **15 %**
  - Le système **PV+MDE couvrira plus de 50 % de la consommation du site** et sera ainsi conforme à l'esprit de la loi Grenelle1 (qui vise à 50 % de taux de pénétration des EnR).

La mise en route de ce modèle passe par :

- Pourvoir les systèmes PV de **stockage** afin de dépasser la barrière des 30 % de puissance de pointe
- Définir sa contribution aux **services systèmes**
- Valider le type d'**investissements MDE** à réaliser lors de l'installation du système PV
- Simplifier les contraintes **d'accès au réseau et de comptage** (qui peuvent représenter jusqu'à 20 % du coût !)
- Disposer d'un **tarif d'achat adapté** aux ZNI ayant un impact maîtrisé et le plus faible possible sur la CSPE (non « effaçable », donc finançable et rétablissant la technologie de surimposition)
- Permettre **l'accès au tarif à des opérateurs validés par l'Etat** et/ou les Régions (Ademe, Agences de l'énergie régionales), ce afin de maîtriser les quantités et de s'assurer de la qualité des réalisations.

L'ensemble de ces points est défini en suivant.

**Préambule - Programme Millener : un programme ambitieux dont la profession profitera dans 4 ans mais qui ne doit pas freiner l'arrivée du tarif autoconsommation/MDE en 2013**

Le programme Millener est un programme piloté par EDF avec un consortium de fournisseurs de matériels et de solutions bien établi. Ce programme, qui a pris un retard involontaire, vient de démarrer et sera bouclé dans 3 ans, à l'issue desquels EDF se prononcera sur l'extrapolation des résultats (soit 4 ans environ). **La profession ne peut attendre 2017** et il est proposé de s'appuyer sur les travaux en cours de Millener pour que les solutions promues dans le cadre du tarif d'achat Autoconsommation/MDE soient en lien avec l'expérimentation, renforçant par ailleurs le poids de celle-ci. Dans 3 ans, un bilan sera fait afin d'adapter les conclusions au système tarifaire établi en 2013 et voir comment les systèmes installés d'ici là pourront être accordés avec ces conclusions.

**a) Pourvoir les systèmes PV de stockage afin de dépasser la barrière des 30 % de puissance de pointe et contribuer aux services systèmes :**

Stockage : La profession s'engage à ce que les systèmes de stockage respectent un cahier des charges simplifié (par rapport à ceux des AO CRE), permettant de valider le fait que les systèmes avec stockage ne font pas l'objet « d'effacement ». Un travail en cours a lieu avec EDF SEI sur les systèmes de plus de 250 kVA, qu'il conviendra de faire évoluer vers les puissances inférieures.

On rappellera qu'une réserve d'énergie de **0,9 KWh disponible/KWc** permet **en Allemagne d'obtenir de 65 à 80 % d'autoconsommation** (rapport du Bureau de coordination de EnR Allemand)

Afin de répondre aux services systèmes, un dimensionnement spécifique pourra conduire à adapter la taille du stockage (cf exemples).

Services systèmes : Dans le même cadre d'évolution du CDC, il sera mis en priorité les services ayant un impact financier limité. Le SER propose :

- **Régulation de fréquence** avec une modulation de la puissance active injectée par le système en fonction du besoin du gestionnaire (qui est reflété par les variations de fréquence du réseau). Cette fonctionnalité s'apparentera à une fonction réflexe du système.
- **Effacement quotidien programmé ou injection de puissance pendant 15 à 30 minutes** lors d'une pointe ou d'une commande par courant porteur (ou signal externe). L'énergie nécessaire pour ce faire correspondra à 10 à 25 % de l'énergie produite par le système PV.
- **Autoconsommation** entraînant un impact lissé sur le réseau public.

A titre d'exemple, on notera que les stockages associés préconisés évolueront normalement entre :

	<b>B to B</b>	<b>B to C</b>	
Plomb tubulaire stationnaire scellé	1,10	2,20	KWh/KWc
Li-Ion	0,47	1,1	KWh/KWc



**b) Valider le type d'investissement MDE réalisé lors de l'investissement initial :**

Un **bilan énergétique** sera réalisé sur chaque bâtiment suivant une typologie de type **Diagnostic de Performance Energétique (DPE)** simplifié – à discuter avec le CSTB-

L'investissement MDE sera défini en fonction de son adéquation au bâtiment. Il devra permettre **15 % d'économie d'énergie au minimum**. Ce dimensionnement MDE pourra s'appuyer sur les fiches CEE des appareils concernés. Les investissements MDE pourront rester éligibles aux CEE.

**Le montant moyen se situe selon nos estimations autour de 0,3 €/Wc** . Il est intégré au montant de l'investissement qui servira à calculer la rentabilité du projet. Les économies d'énergies réalisées sont prises en compte dans le modèle économique en « CSPE non consommée » ainsi qu'en équivalent de cash économisé.

**c) Simplifier les contraintes d'accès au réseau et de comptage**

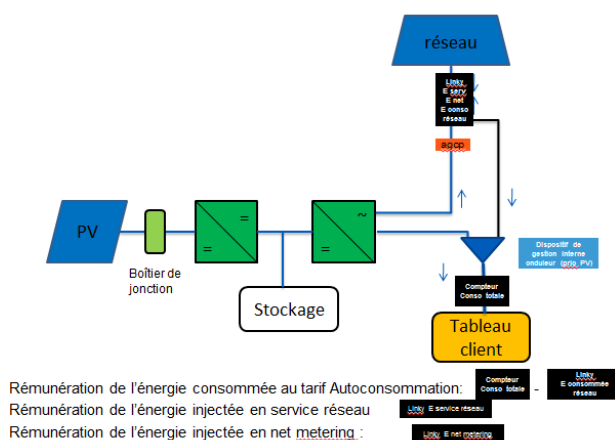
Une étude européenne de PV légal montre que ces contraintes peuvent représenter en France jusqu'à 20 % du cout. Ce n'est pas supportable car ce surcoût par rapport aux autres pays européens est répercuté dans le tarif d'achat par construction économique, donc dans la CSPE et au final chez tous les français.

Le SER propose que :

- Pour tous les sites, les contrats avec EDF seront en mode « **vente excédentaire** »
- **Pour l'habitat** (B to C, P<9KVA), sur la base d'une puissance d'injection systématiquement inférieure à la puissance du compteur abonné EDF , **les installations injecteront sur le PDL existant**.
- **Pour le B to B** (P > 9 kVA), la puissance d'injection soit prioritairement inférieure à la puissance du compteur abonné EDF, et si ce n'est pas le cas, mise à niveau du compteur abonné à la puissance injectée maximale admise par le PDL existant
- Les **mesures de comptage** se feraient soit avec Linky, soit avec un compteur européen agréé existant permettant de comptabiliser des flux multiples (autoconsommation , service système, net metering)
- *De S'inspirer de modèles existants (comme le modèle Allemand agréé « TUV » d'autoconsommation qui est simplifiant et permet des économies pour la collectivité)*

Exemple de typologie de schéma de raccordement proposée :

### Schéma potentiel – Puissance injectable <= Psouscrite abonné



d) Disposer d'un **tarif d'achat adapté** aux ZNI ayant un **impact le plus maîtrisé et raisonnable possible sur la CSPE** :

La réponse au point a) permet de s'assurer que le système PV avec stockage ne sera pas « effaçable », donc il redeviendra finançable.

**Surimposition prioritaire** : La technologie de mise en place des panneaux fera principalement appel à de la **surimposition**. En effet, le contexte Ultramarin requiert que nous recherchions la solution la moins couteuse pour la collectivité et la mieux adaptée au climat. La surimposition permet la ventilation des panneaux en sous face et donc un meilleur productible, par ailleurs, la couche d'air entre les panneaux et la toiture permet de jouer un rôle d'isolation (non pris en compte dans les bilans énergétique à date), non négligeables (baisse de plusieurs degrés dans le bâtiment et donc sur les consommations de climatisation). L'intégration toiture sera laissée à l'initiative du propriétaire.

Le modèle que nous proposons s'appuie sur une approche TRI projet d'un particulier ou d'un propriétaire d'entreprise, d'une collectivité ou d'un co-investisseur tiers qui souhaite installer sur le toit de son bâti un système autoconsommation + stockage.

e) Permettre **l'accès au tarif à des opérateurs validés par l'Etat** et/ou les Régions (Ademe, Agences de l'énergie régionales), ce afin de maîtriser les quantités et de s'assurer de la qualité des réalisations.

Dans un but de régulation des flux et de garantie de maîtrise des volumes d'opérations, la profession serait favorable à la mise en place d'un guichet unique de validation d'accès au tarif, via les Ademe Régionales ou les Agences de l'Energie Régionales. Les opérateurs devraient valider leur cahier des charges et des bureaux de contrôle mandatés par le guichet s'assureraient statistiquement de la qualité des réalisations, tant sur le plan installation et maintenance.

**Cas de l'entreprise / collectivité (B to B) souhaitant investir :** systèmes de puissance inférieure 100 KVA, Investissement sur un bâtiment tertiaire de 400 m<sup>2</sup> de surface au sol

Sur la base des factures EDF, ce bâtiment consomme en moyenne **320 kWh/jour**. Un diagnostic énergétique simplifié montre que sa consommation est pour plus de 60 % issue des climatiseurs, puis à 20 % de l'éclairage diurne (peu de fenêtres dans les bâtiments tertiaires des DOM) et nocturne.

La toiture de moins de 10 ans dispose d'un isolant classique. Une **baisse de consommation de 15 %** sera obtenue en investissant prioritairement dans des **climatiseurs haute efficacité** avec pilotage par module de MDE et ajout d'éclairage en LED. Le **montant d'investissement MDE** réalisé sera de l'ordre de **15 K€**.

Superficie bati (au sol)	400,0	m <sup>2</sup>
Consommation quotidienne Bati	320,0	Kwh/jour
MDE	15%	d'économies
<b>Consommation journalière après MDE</b>	<b>272,0</b>	Kwh/jour

**Dimensionnement du générateur :**

Un générateur autoconsommation avec stockage permet de disposer d'une énergie de l'ordre de **1200 KWh/KWc/an**. Une analyse croisée basée sur :

- la volonté de produire plus de 50 % de l'énergie du bâtiment si cela est possible (30 % mini)
- une optimisation de la surface exploitable en toiture

permet de définir un générateur autoconsommation de taille **50 kWc**.

La production quotidienne moyenne de ce générateur sera de **163 KWh** et couvrira **60 %** de la consommation quotidienne du bâtiment après MDE.

En ce qui concerne le **stockage**, il est dimensionné sur la volonté d'auto-consommer au moins 50 % de l'énergie produite et de donner des services réseau de façon à **injecter en pointe** (ou en besoin réseau type régulation de fréquence) une énergie correspondant à **10 % minimum de la production quotidienne** (jusqu'à 20% pour le B to C). Ce service réseau pourra être demandé sur tous les générateurs du programme au même moment par courant porteur.

Energie disponible quotidiennement pour service réseau	16,3	KWh/j
taux de décharge quotidien admissible	30%	
type de stockage	<b>Plomb</b>	
Ratio de Dimensionnement Stockage par KWc	1,1	KWh / KWc
Dimensionnement du parc de stockage	54,3	kwh

**Investissement :**

Le propriétaire du bâtiment souhaite investir dans cet outil de production si celui-ci présente une rentabilité satisfaisante.

*Nota : Les paramètres de marché estimés à date par la profession sont les suivants, avec une anticipation liée à la mise en place d'un volume correspondant à environ 80 à 100 MWc par an pendant 8 ans dans les Outremer.*

Dans le cas d'un générateur **50 KWc avec parc de stockage de l'ordre de 54 KWh** Plomb ouvert stationnaire scellé à plaques tubulaires :

**INVESTISSEMENTS et approche rentabilité**

Investissement MDE (climécos, led, ...)	15,0 k€ ht
Centrale solaire avec stockage	200,4 k€ ht
<b>cout total investissement HT</b>	<b>215,4</b> k€ ht

Pour la partie couts d'exploitation et maintenance :

<b>couts d'exploitation et maintenance annuels estimés ht</b>	<b>4,6</b> k€ ht/an
<i>dont</i>	
Maintenance pièce et main d'oeuvre (€/KWc)	
Exploitation , télégestion	
Assurances	
Frais de gestion	

L'objectif d'un propriétaire investisseur est d'espérer un **TRI projet avant impôt de l'ordre d'au moins 12 à 13 %** (comparables aux 11% garantis à EDF sur rémunération des capitaux investis).

Sur ces bases, nous avons établi un scénario tarifaire correspondant à la complétude des critères requis en préambule à savoir que sur le plan énergétique chaque système permettra :

- de 50 à 70% d'autoconsommation
- de 20% à 30 % de service système
- maximum 20 % de « net-metering » (injection libre).
- **L'amortissement d'un investissement MDE** permettant d'optimiser/baisser la consommation initiale du bâtiment de **15 %**
- Le système **PV+MDE couvrira plus de 50 % de la consommation du site** et sera ainsi conforme à l'esprit de la loi Grenelle1 (qui vise à 50 % de taux de pénétration des EnR).

Les simulations menées permettent de **proposer les tarifications suivantes** :

	<b>Propositions tarifaires</b>	taux moyens de contribution
Kwh Autoconsommation	0,460 €	65%
KWh soutien réseau	0,560 €	20%
Kwh net metering	0,134 €	15%
<b>tarif moyen induit</b>	<b>0,431 €</b>	/Kwh

Cette tarification permet à l'investisseur d'attendre un bilan économique lié :

- Aux recettes basées sur ce tarif étagé (CA autoconso, soutien, excès)
- Aux économies générées par l'investissement MDE, et l'énergie autoconsommée

Ainsi, sur l'exemple en cours, il vient comme recettes et économies annuelles de base :

<b>total recettes et économies ht année 1</b>	<b>33 181</b>
CA Autoconsommation	17 791
CA Soutien réseau	6 664
CA Net Metering (Excès)	1 196
Economie d'énergie non consommée via Optimisation MDE	2 348
Economie Energie autoconsommée bsur base tarif net metering	5 182

Ces recettes et économies permettent d'atteindre les TRI suivants (cf compte exploitation plus bas) :

<b>TRI projets avant impôts ou Rémunération Capitaux</b>	<b>12,4%</b>
<b>TRI post Tax (Cash flow op. + IS réel)</b>	<b>9,0%</b>

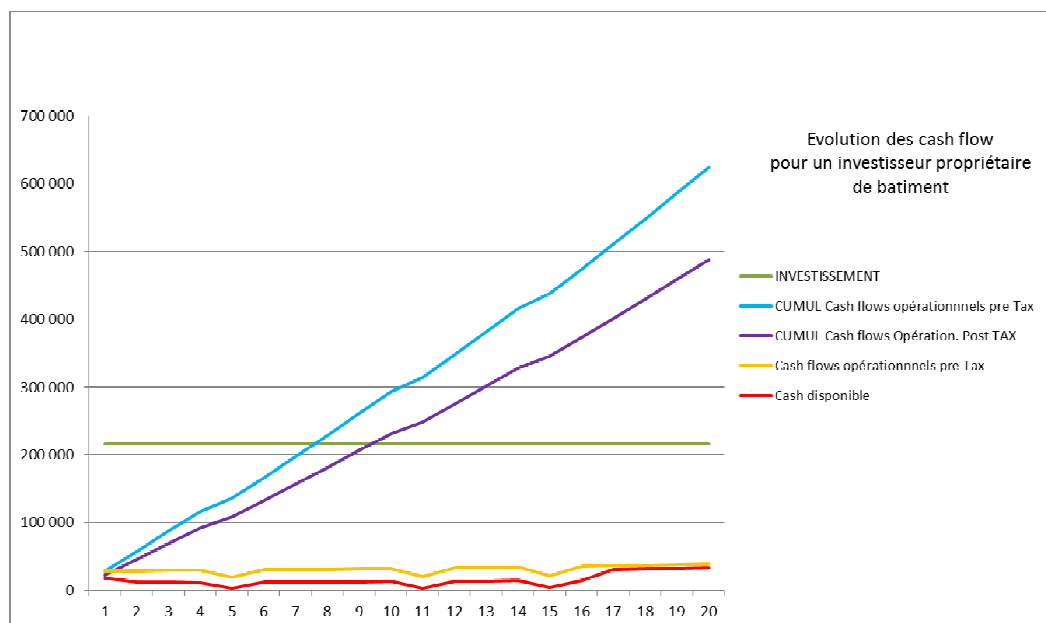
Le plan de financement de l'opération est le suivant :

Financement de l'investissement	Total	€ ht/Wc	en Keur ht
Equity	25,0%	1,08	53,9
Emprunt	75,0%	3,23	161,6
	<b>100,00%</b>	<b>4,31</b>	<b>215</b>

Principaux paramètres de financement :

taux bancaire global:	5,50%
Durée de l'emprunt	15 ans

Pour un propriétaire investisseur, une approche complémentaire sur les cash flow opérationnels est nécessaire , dans l'exemple donné, il vient :



Ainsi on voit que le pay-back de l'opération se situe entre 9 et 10 ans : il est admissible et ne permet pas de spéculation.

L'objectif de la profession est d'équiper , sur les 700 MWc du programme proposé, de 400 à 500 MWc de bâtiments de type B to B / collectifs. Soit une estimation d'environ de 7000 à 10 000 bâtiments.

## Cas du particulier (B to C) souhaitant investir sur sa maison

Pour un particulier, propriétaire d'une maison d'environ 150 m<sup>2</sup> et consommant en moyenne 15 KWh/jour, l'approche est similaire.

Investissement dans des solutions MDE (climeko, LED, pilotage de charge) permettant de justifier une baisse de 15 % de sa consommation (environ 1000 € d'investissement MDE).

Superficie bati (au sol)	150,0	m <sup>2</sup>
Consommation quotidienne Bati	15,0	Kwh/jour
MDE	15%	d'économies
<b>Consommation journalière après MDE</b>	<b>12,8</b>	<b>Kwh/jour</b>

Puis dimensionnement du générateur PV afin de disposer d'au moins 50 % de la consommation résiduelle produite par le générateur. Nous prenons dans cet exemple un générateur de :

Dimensionnement centrale PV (kWc)	3	kWc
Production PV journalière post impact Batterie	10	KWh/jour
ratio Production PV globale / consommation après MDE (mini 50 %)	77%	

Pour le stockage, nous proposons donc que 20 % de l'énergie produite quotidiennement soit disponible en services systèmes, notamment à la pointe du soir, sur courant porteur -cf point a) plus haut-.

Energie disponible quotidiennement pour service réseau	2,0	KWh/j
taux de décharge quotidien admissible	30%	
type de stockage	Plomb	
Ratio de Dimensionnement Stockage par kWc	2,2	KWh / kWc
Dimensionnement du parc de stockage	6,5	kwh

En résumé, le particulier se verra proposer dans cet exemple un générateur **3 kWc et 6,5 kWh** de stockage (Plomb ouvert stationnaire scellé à plaques tubulaires).

Investissement :

Le propriétaire de la maison souhaite investir dans cet outil de production si celui-ci présente une attractivité satisfaisante.

*rappel : Les paramètres de marché estimés à date par la profession sont les suivants, avec une anticipation liée à la mise en place d'un volume correspondant à environ 80 à 100 MWc par an pendant 8 ans dans les Outremer.*

### INVESTISSEMENTS et approche rentabilité

cout total investissement MDE + PV TTC	19,5	k€ TTC
--	------	--------

Pour les couts d'exploitation, de gestion et de maintenance :

couts d'exploitation et maintenance annuels estimés ht	0,41	k€/an
dont		
Maintenance pièce et main d'oeuvre (€/kWc)		
Exploitation , télégestion		
Assurances		
Frais de gestion		

Sur la base du tarif moyen établi dans le cas précédent, soit :

	Propositions tarifaires	taux moyens de contribution
Kwh Autoconsommation	0,460 €	65%
KWh soutien réseau	0,560 €	20%
Kwh net metering	0,134 €	15%
<b>tarif moyen induit</b>	<b>0,431 €</b>	/Kwh

Les recettes et économies envisagées pour cette opération sont :

<b>total recettes et économies ht année 1</b>	<b>1 960</b>
CA Autoconsommation	1 067
CA Soutien réseau	400
CA Net Metering (Excès)	72
Economie d'énergie non consommée via Optimisation MDE	110
Economie Energie autoconsommée bsur base tarif net metering	311

Plan de financement :

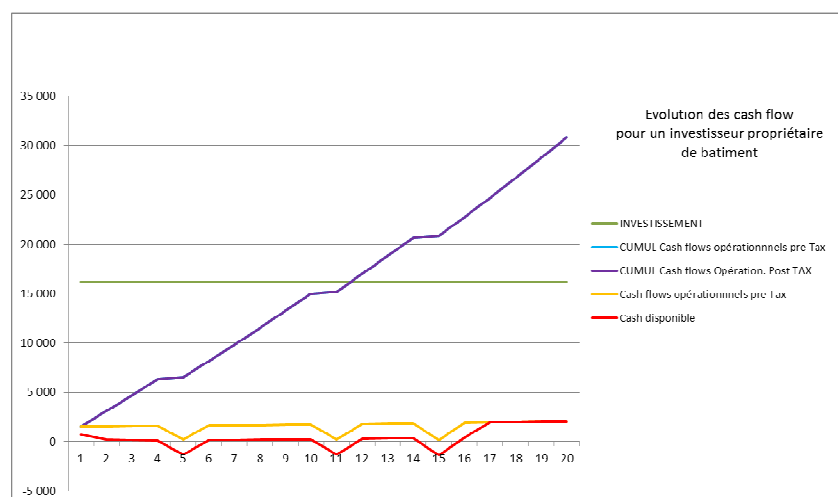
Un crédit d'impôt de 11 % toujours existant : nous partons sur l'hypothèse que le particulier bénéficie toujours du crédit d'impôt de 11 %. Il vient donc le plan de financement suivant :

Financement de l'investissement	Total	€ ht/Wc	en Keurht
Fonds propres	15,0%	0,90	2,7
Autre apport (credit impot/subventions)	9,2%	0,60	1,8
Emprunt	75,8%	5,01	15,0
	<b>100,00%</b>	<b>6,51</b>	<b>19,5</b>

Il vient un rendement pour le particulier de l'ordre de :

<b>Rendement pour le particulier</b>	<b>6,7%</b>
--------------------------------------	-------------

Si on projette cette opération dans une vision cash flow, elle donne un pay back à 11/12 ans qui nous paraît être admissible par les clients :



### Si disparition du crédit d'impôt :

Nous noterons que si le crédit d'impôt venait à disparaître, le rendement de l'opération passerait à **5,5 %**. **Une correction tarifaire serait à prévoir afin de rendre au projet son rendement prévisionnel initial**, en effet, nous sommes sur des produits technologiques à temps de retour lent, et aller au delà de 12 ans de pay back est vérifié comme étant incompatible avec un volume de marché stable, notamment dans la conjoncture actuelle.

L'objectif de la profession est d'équiper de 50000 à 100000 foyers dans les Outremer sur les 7 ans à venir (150 à 300 MWc)

### **Impact CSPE :**

#### ***Impact au niveau de l'exemple B to B traité :***

En appliquant la CSPE normative pondérée définie en début de dossier, soit **200 €/MWh**, nous considérons donc que tout dépassement de cette valeur est impactante au niveau global CSPE versus une situation qui resterait celle d'aujourd'hui. Cela se traduit donc par une augmentation de cette dernière. Au niveau de l'exemple B to B donné, nous voyons dans le graphe suivant que la tarification proposée impacte la CSPE sur les 15 premières années, cependant, une inflexion se produit au bout de 15 ans, liée essentiellement aux augmentations de coût de revient des autres sources d'énergie et de gestion de ces énergies.

Pour rappel nous prenons pour hypothèses principales :

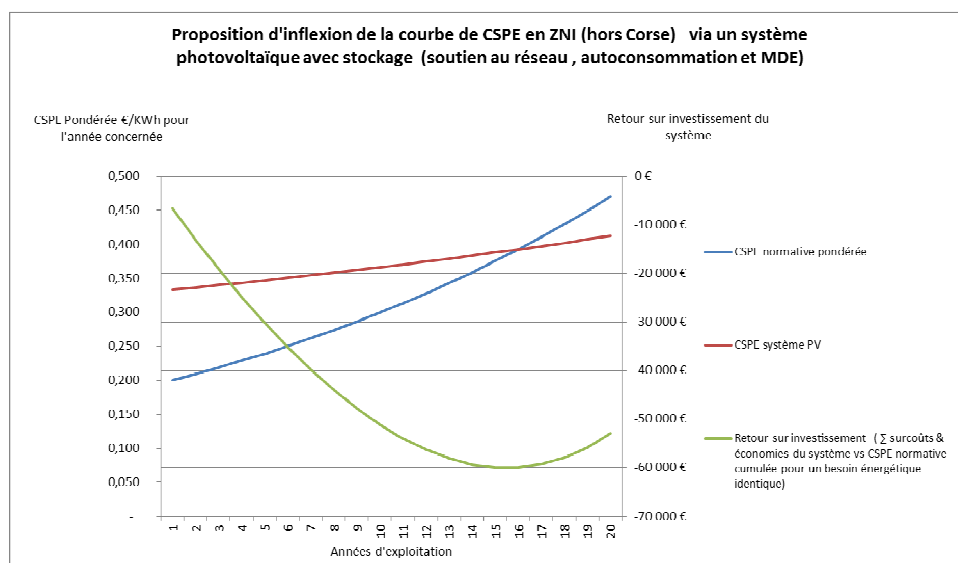
Inflation générale	2,0%
Inflation Tarif péréquation	5,0%
Inflation pétrole & charbon / an	6,5%

A partir des données indiquées par la CRE dans sa délibération pour 2013, nous estimons une inflation annuelle sur la CSPE normative, liée aux différents postes de coûts avec leur inflation propre :

<b>Estimation inflation naturelle de la CSPE normative</b>	
Total Part coût pétrole & Charbon sur coûts ultramarin	55%
Total Part coût PV sur coûts ultramarin	14%
Total coût structures EDF ZNI	22%
Total autres contrats d'achats	9%
<i>il vient</i>	
<b>inflation CSPE pondérée à partir de l'année 2</b>	<b>4,6%</b>



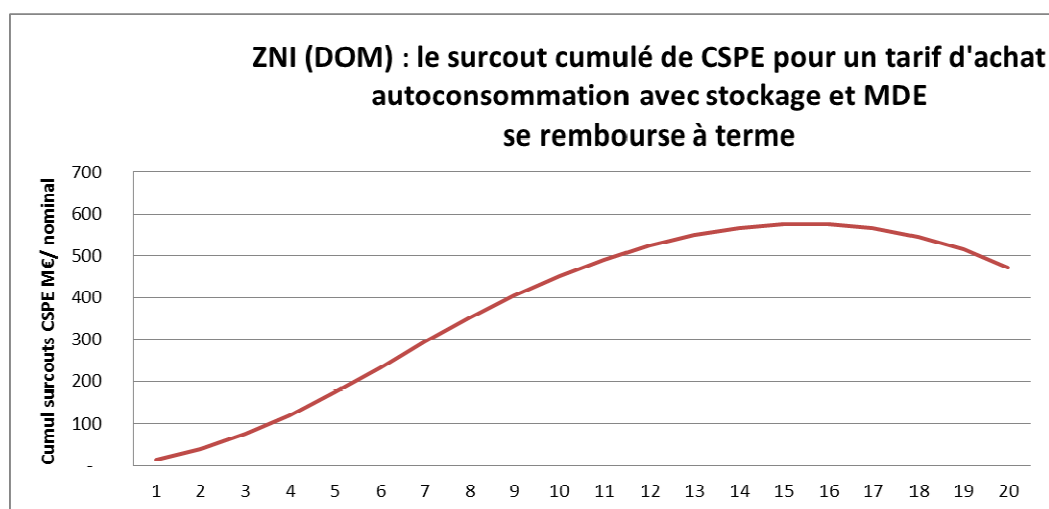
Ainsi, sur la base de ces paramètres, nous obtenons l'évolution suivante :



Qui permet d'analyser le moment où l'installation en exemple va descendre en dessous des surcoûts CSPE normatifs.

### **Impact au niveau d'un programme de 100 MWc/an :**

En appliquant le même raisonnement au niveau d'un programme complet de 100 MWc/an, sur 7 ans (2014-2020), il vient que la consommation de CSPE supplémentaire non actualisée pour une année se monte à 13 M€ environ. Le cumul sur les 7 années programme (soit 700 MWc) implique un surcoût cumulé non actualisé d'environ 580 M€ au pic de l'année 15 et qui commence à se rembourser ensuite.



## Conclusion

Ce programme de 700 MWc entre 2014 et 2020 représente un **effort cumulé lissé de moins de 40 M€ par an, qui se rembourse à terme.**

Ce programme permettra :

- la création de **3000 à 3500 M€ d'investissements** sur la période dans les Outremer.
- la création de plus de **4000 emplois de construction et près de 1000 en exploitation** long terme
- De porter la **contribution** de l'énergie PV dans la consommation d'électricité **à 15 %**
- De **favoriser le développement d'une solution** énergétique incontournable pour l'ensemble des « **îles énergétiques** » de la planète ainsi que d'être prêt sur les marchés en devenir des continents

Comme indiqué dans le préambule du dossier, cet effort raisonnable permettra à la profession d'atteindre ces objectifs qui lui confèrent les moyens d'envisager un véritable futur au sein d'une **politique énergétique cohérente avec les objectifs de la loi Grenelle** dans les sites non interconnectés au réseau.

**Le SER demande donc la mise en place de cette tarification dans le timing de la transition énergétique afin qu'elle puisse être opérationnelle dès la fin de cette année.**

### Contacts :

**Romain Poubeau**, SER – Responsable filière PV – [r.poubeau@enr.fr](mailto:r.poubeau@enr.fr) - 01 48 78 56 13

**Hervé La Touche**, Délégué PV SOLER/SER Outremer, DG Sunzil SAS - [h.latouche@sunzil.com](mailto:h.latouche@sunzil.com) - 06 30 55 41 16



### Compte d'exploitation prévisionnel opération B to B

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	SOMME	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	20 ans	
CA Autoconsommation	-	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	18 k€	19 k€	19 k€	363 k€
CA Soutien réseau	-	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	136 k€
CA Net Metering (Excès)	-	1 k€	1 k€	1 k€	1 k€	1 k€	1 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	2 k€	3 k€	3 k€	36 k€
Economie d'énergie non consommée via Optimisation MDE	-	2 k€	2 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	3 k€	4 k€	4 k€	4 k€	4 k€	4 k€	5 k€	5 k€	5 k€	5 k€	6 k€	6 k€	78 k€
Economie Energie autoconsommée bsur base tarif net metering	-	5 k€	5 k€	6 k€	6 k€	6 k€	6 k€	7 k€	7 k€	7 k€	7 k€	8 k€	8 k€	8 k€	9 k€	9 k€	9 k€	10 k€	10 k€	10 k€	11 k€	11 k€	0 k€	58 k€
Maintenance PV + Maintenance Bat		-4k€	-4k€	-4k€	-4k€	-4k€	-15k€	-4k€	-4k€	-4k€	-4k€	-4k€	-16k€	-4k€	-4k€	-4k€	-18k€	-5k€	-5k€	-5k€	-5k€	-5k€	0 k€	-42k€
Renouvellement Batteries (matériel rendu)		0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	-11k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	-12k€	0 k€	0 k€	0 k€	-13k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	0 k€	-35k€
Loyer + Gestion + Taxe		-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	4k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-1k€	-102k€
<b>EBITDA</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>30 k€</b>	<b>19 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>32 k€</b>	<b>32 k€</b>	<b>1 100€</b>	<b>34 k€</b>	<b>34 k€</b>	<b>35 k€</b>	<b>22 k€</b>	<b>36 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>38 k€</b>	<b>39 k€</b>	<b>k€</b>	<b>625 k€</b>
Amortissement dans l'année	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	-11k€	0 k€	-215k€
<b>EBIT</b>	<b>18 k€</b>	<b>18 k€</b>	<b>19 k€</b>	<b>19 k€</b>	<b>8 k€</b>	<b>20 k€</b>	<b>20 k€</b>	<b>21 k€</b>	<b>21 k€</b>	<b>21 k€</b>	<b>22 k€</b>	<b>100</b>	<b>23 k€</b>	<b>23 k€</b>	<b>24 k€</b>	<b>11 k€</b>	<b>25 k€</b>	<b>26 k€</b>	<b>26 k€</b>	<b>26 k€</b>	<b>27 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>409 k€</b>
Résultat net	7 k€	9 k€	9 k€	9 k€	9 k€	1 k€	10 k€	11 k€	12 k€	12 k€	13 k€	5 k€	16 k€	16 k€	17 k€	8 k€	19 k€	21 k€	21 k€	22 k€	22 k€	22 k€	0 k€	256 k€
% du CA	22%	26%	26%	25%	2%	28%	30%	32%	33%	35%	12%	39%	41%	43%	19%	46%	48%	49%	49%	50%				34%
<b>INDICATEURS FINANCIERS PROJET</b>																								
INVESTISSEMENT NET de subvention et dépôt de Garantie	-215k€																							
<b>CASH FLOWS OPERATIONNELS PRE TAX</b>	<b>-215k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>30 k€</b>	<b>19 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>31 k€</b>	<b>32 k€</b>	<b>32 k€</b>	<b>1 100€</b>	<b>34 k€</b>	<b>34 k€</b>	<b>35 k€</b>	<b>22 k€</b>	<b>36 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>37 k€</b>	<b>38 k€</b>	<b>39 k€</b>	<b>k€</b>	<b>409 k€</b>
TRI PROJET PRE TAX	12.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-
<b>CASH FLOWS OPERATIONNELS POST TAX</b>	<b>-215k€</b>	<b>23 k€</b>	<b>23 k€</b>	<b>23 k€</b>	<b>23 k€</b>	<b>16 k€</b>	<b>24 k€</b>	<b>24 k€</b>	<b>25 k€</b>	<b>25 k€</b>	<b>25 k€</b>	<b>8 100€</b>	<b>26 k€</b>	<b>26 k€</b>	<b>27 k€</b>	<b>18 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>28 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>29 k€</b>	<b>k€</b>	<b>273 k€</b>
TRI PROJET POST TAX	9.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-
<b>CUMUL CASH FLOWS OPERATIONNELS POST TAX</b>	<b>23 k€</b>	<b>46 k€</b>	<b>69k€</b>	<b>92 k€</b>	<b>109 k€</b>	<b>133 k€</b>	<b>157 k€</b>	<b>181 k€</b>	<b>206 k€</b>	<b>231 k€</b>	<b>249 k€</b>	<b>750k€</b>	<b>301 k€</b>	<b>328 k€</b>	<b>346 k€</b>	<b>374 k€</b>	<b>401 k€</b>	<b>430 k€</b>	<b>459 k€</b>	<b>488€</b>	<b>488 k€</b>	<b>488 k€</b>	<b>488 k€</b>	