



PLAN BATIMENT DURABLE

Groupe de travail Réflexion Bâtiment Responsable 2020-2050 (RBR 2020-2050)

Le groupe de travail RBR 2020-2050

La prochaine étape majeure pour le secteur de la construction neuve est la généralisation de bâtiments sobres et à énergie positive. Lancé en 2011 et co-piloté par Alain Maugard (Qualibat) et Christian Cléret (Poste Immo), le groupe de travail RBR 2020-2050 du Plan Bâtiment Durable a vocation à proposer une vision prospective et partagée des lignes forces des bâtiments responsables à l'horizon 2020.

Plus d'informations sur <https://rbr20202050.wordpress.com/>

Les notes thématiques du groupe de travail

Après trois premiers rapports publiés en 2012, 2013 et 2014, le groupe de travail a segmenté sa réflexion en sous-groupes thématiques :

- réseaux, photovoltaïque et système électrique ;
- bâtiments bas carbone
- usages et mode de vie dans les bâtiments responsables ;
- économie et valeur des bâtiments responsables ;
- numérique et objets connectés ;
- ville adaptable.

Chacun de ces sous-groupes est conduit par un membre du groupe RBR 2020-2050.

Chaque sous-groupe est chargé de rédiger une note (ou plusieurs) note(s) thématique(s), ensuite soumise(s) au débat collaboratif de la filière : il est proposé aux acteurs d'amender et de commenter cette note.

Comment réagir à ce document ?

Les membres du groupe de travail RBR 2020-2050 vous invitent à réagir à ce document en adressant vos commentaires à l'adresse mail rbr20202050@gmail.com en précisant que ces commentaires concernent la « Note thématique n°2 : BEPOS, PV et Système électrique ».

Il est possible de contribuer **jusqu'au 5 juin 2015**.

Et ensuite ?

A l'issue de la phase collaborative, le groupe de travail RBR 2020 retiendra les commentaires jugés pertinents et publiera une version définitive de la note, consolidée des propositions de l'ensemble de la filière.

Note thématique #2 : « BEPOS, PV et Système électrique »

Introduction

Que peut-on définir à l'horizon 2018 2020, au moment de la réception d'un bâtiment neuf, comme signaux anticipateurs d'un bon fonctionnement en phase d'exploitation du couplage BEPOS, PV et réseau électrique ?

L'objectif de la réflexion est d'une part de crédibiliser un concept de BEPOS applicable à tous les bâtiments neufs assujettis à la RT à l'horizon 2018 - 2020 et d'autre part de contribuer à la formulation de recommandations à l'attention des concepteurs d'étiquettes et de labels associatifs ou réglementaires et à la suite de réglementations à vocation énergétique et environnementale.

A cet horizon, on fait l'hypothèse qu'une définition fine du concept de territoire à énergie positive ne sera pas encore disponible en tout point du territoire.

Préliminaire

La RT 2012 plafonne l'importation d'énergie par un bâtiment au niveau de sa consommation conventionnelle en énergie primaire pour 5 usages (Cepmax de 50 kWh/ (m².an)) en la modulant ; le bois et les réseaux de chaleur renouvelables sont traités comme des importations bénéficiant d'un bonus CO2 ; la contribution du photovoltaïque (PV) est limitée, pour l'habitat, à la consommation d'électricité spécifique du bâtiment (12 kWh/ (m².an)).

Le BEPOS s'appuyant sur la même méthode de calcul de la consommation et de la production d'ENR in situ sur une base horaire (Th-BCE 2012), améliorée si nécessaire, se différenciera de la RT 2012 par :

- une consommation réduite à celle d'un bâtiment très performant,
- la prise en compte d'exportations d'électricité et de chaleur vers les autres bâtiments d'un même ilot,
- un élargissement du périmètre des 5 usages notamment à la consommation du mobilier appréciée d'une manière forfaitaire dans un premier temps,
- l'assimilation du bois et des réseaux de chaleur à une ENR in situ et qui seront donc traités comme le photovoltaïque avec une ventilation entre une partie autoconsommée et une partie exportée,
- l'introduction enfin d'un terme corrigeant la difficulté d'atteindre – pour tout type de bâtiment et en tout lieu - la définition formelle d'un BEPOS (le concept d'écart autorisé du label BEPOS Effinergie, abordé § 2, en est une illustration).

Les réseaux électriques, de gaz et de chaleur permettent les échanges d'énergie entre les bâtiments d'un même ilot dont ils définissent le périmètre pour un vecteur donné (les boucles BT ou HTA pour l'électricité par exemple).

La présente note se concentre sur l'articulation entre le BEPOS, le réseau électrique et le photovoltaïque à l'horizon rapproché d'une première génération de produits. D'autres notes pourraient traiter des réseaux de chaleur (quelle transposition du concept de réseaux intelligents ?) ou des réseaux de gaz comme vecteur d'énergies renouvelables et de cogénération et comme dispositif de stockage d'électricité renouvelable sur de longues périodes (power to gas).

Cadrage d'une réponse à la question initiale

I - Base de réflexion côté réseau

Le réseau est dimensionné en puissance pour passer les périodes critiques ; le caractère critique dépend des déséquilibres globaux ou locaux entre consommation et production compte tenu d'un coefficient de foisonnement plus ou moins important.

La capacité du réseau existant à accueillir une production « locale » va dépendre de la consommation « locale » au moment où cette production locale est maximale. (Il s'agit de consommation ou de production sur un intervalle de temps court, l'heure par exemple, c'est un indicateur des puissances mises en œuvre ; par ailleurs, rappelons que le mode de calcul des consommations conventionnelles annuelles de la réglementation thermique se fait également sur une base horaire, ce qui va permettre de rapprocher les deux domaines).

Si le maximum de production est bien corrélé avec la pointe de consommation, la capacité d'accueil du réseau pour cette production sera plus importante que si le maximum de production intervient quand la consommation est faible ; dans ce dernier cas, les difficultés proviennent généralement des surtensions induites dans la maille du réseau de distribution.

D'une façon générale, on constate empiriquement que la consommation minimale annuelle sur un élément de réseau accueillant un nombre suffisant de charges est en moyenne de 20 % de la consommation maximale annuelle ayant servi à le dimensionner. Une production maximale en deçà de ce seuil, même mal corrélée à la consommation ne créera de contraintes que dans les situations de réseau difficiles (réseau isolé avec peu de charges foisonnantes).

Si la production maximale est au-delà de 40 % de la consommation maximale, et mal corrélée avec la consommation, alors il y a un risque important que le réseau existant ne puisse pas absorber la production maximale lorsque la consommation sera minimale, sans réaliser d'adaptation. L'importance de celle-ci et donc son coût dépendra de chaque situation mais sera croissant avec l'excédent de production à injecter.

A l'inverse si la production maximale est très bien corrélée avec la consommation maximale, voire si une production minimale est garantie lorsque la consommation est maximale alors la production peut soulager le réseau en réduisant la puissance demandée de façon garantie par l'utilisateur. C'est par exemple le cas des installations de production combinée de chaleur et d'énergie lorsque la demande en électricité est corrélée avec la demande en chaleur ou bien des installations photovoltaïques dans les zones méridionales en été au moment où la population estivale est importante et la demande de climatisation importante (cette pointe estivale vers midi reste néanmoins inférieure en de nombreux endroits de ces zones à la pointe hivernale due au chauffage électrique).

La bonne insertion d'un bâtiment pouvant produire tout ou partie de son électricité va donc dépendre essentiellement de :

1. la densité de consommation locale, plus elle sera élevée plus le réseau sera lui-même dense et plus la capacité d'accueil garantie sera élevée, quel que soit le degré de corrélation entre maximum de production et charge.
2. la corrélation de la production locale avec la pointe locale de consommation. A densité de demande donnée, la capacité d'accueil du réseau est meilleure pour des productions bien corrélées avec la charge que pour des productions décorrélées. Cette corrélation

peut être éventuellement favorisée par des mécanismes de pilotage de la charge ou de la production.

Enfin, il convient de tenir compte des modes communs. Certaines productions comme le PV sont localement fortement corrélées entre elles, sur un quartier toutes les installations atteignent leur maximum de production en même temps avec très peu de foisonnement. Alors que les charges le sont moins en particulier en dehors de la pointe de consommation. Ainsi un îlot périurbain pourrait absorber sans difficulté une production installée sur quelques maisons au-delà de la consommation minimale de chacune des maisons, mais pas sur toutes les maisons. Sauf à concevoir le réseau dès le début pour faire face à cette situation.

A l'horizon 2016 en test et sur 2017 - 2018 pour la généralisation, ERDF a prévu de mettre en ligne un outil permettant d'aider les demandeurs à identifier si pour la puissance de raccordement envisagée par l'utilisateur il y a un risque faible (feu vert) , moyen (feu orange) ou lourd (feu rouge) de contraintes sur le réseau existant. Les utilisateurs pourraient s'en servir pour adapter la puissance de leur projet. Cet outil ne considérera que la puissance de raccordement demandée en injection, sans prise en considération de l'énergie fournie.

Différents facteurs pourraient être introduits pour moduler la réponse, par exemple fixer une contrainte de limitation de la puissance injectée pendant un certain nombre d'heures par an (Cela pourrait permettre au prix d'une perte de productible limitée de mieux utiliser les capacités du réseau existant. En particulier dans le cas de la production PV en été lorsque la consommation proche est faible voire très faible pour des bâtiments faiblement occupés.

S'agissant du PV on peut noter que :

1. En zone urbaine dense les capacités d'accueil en Basse Tension sont actuellement sous utilisées car l'espace disponible et le cout d'intégration des projets est limité, et le risque qu'elles soient rapidement saturées est faible.
2. En zone rurale de nombreux projets Basse Tension même de taille apparemment modeste (quelques kW ou dizaine de kW) présentent des puissances bien au-delà des capacités d'accueil du réseau existant. Ce phénomène est souvent amplifié par la distance au réseau existant Au-delà de 400 m en basse tension, les difficultés sont très probables même pour des puissances faibles.
3. En zone périurbaine, l'effet prédominant sera l'effet de cumul du nombre d'installations.

On pourrait explorer la faisabilité de la mise en place d'un indicateur par zone de type PLU sur la base de :

Puissance maximale PV injectable = K x Puissance souscrite

Où K varierait selon la densité de consommation de la zone.

Dans une ZAC ou toute autre forme de construction simultanée des bâtiments et des réseaux, la cohérence « BEPOS, PV et système électrique » pourrait être assurée dès la conception à la condition de concevoir simultanément réseau, consommations et productions à la maille concernée ; ces logiques seront sans doute explorées dans les principes d'organisation des territoires à énergie positive, comprenant sans doute des BEPOS, mais aussi des moyens de production « purs », et éventuellement des fonctions de conduite du système énergétique local de type « smart grids »

La détermination exacte des cas où l'injection PV est dommageable au système électrique est finalement assez complexe ; dans le cadre de la future réglementation thermique, l'enjeu est de

déterminer des règles simples, voire simplificatrices dans un premier temps, mais facilement applicables et compréhensibles par les différentes parties prenantes.

Remarques :

1 — Les équilibres à grande échelle. Au-delà des questions que pose l'articulation entre le réseau de distribution, la production in situ et la consommation locale à l'horizon 2018, le développement du PV à grande échelle dans les grands réseaux interconnectés soulève des problèmes particuliers à un horizon plus lointain (par exemple une fois atteinte une puissance installée PV de plus de 30 GW pour le réseau français métropolitain). Il s'agit essentiellement du maintien de capacités de production commandables - et/ou de capacités de stockage - en période de faible ensoleillement au moment où la consommation est forte. Ceci devant être néanmoins tempéré :

- par l'importance croissante des interconnexions aux frontières qui met à disposition des capacités de production facilement modulables existantes,
- par la réduction des coûts de production du PV qui prendra progressivement en charge tout ou partie des coûts induits par son intermittence,
- et par l'émergence de solutions techniques et organisationnelles qui résulteront du gros effort de recherche actuel sur les smart grids

2 — Les territoires insulaires (DOM). A cette échelle se posent d'autres problèmes d'insertion des énergies solaires intermittentes qui pourraient apparaître plus tard dans les grands réseaux électriques interconnectés de la plaque européenne.

Jusqu'ici, dans ce document, l'interaction entre les énergies produites dans les futurs bâtiments et le réseau électrique concernait essentiellement la gestion locale de la tension. On s'y heurte bien entendu aussi dans les territoires insulaires.

A ce premier type de difficulté, s'ajoutent les effets sur la fréquence du réseau de variations très rapides d'équilibre entre la production et la consommation (celles-ci sont masquées par le foisonnement des charges dans les grands réseaux et sont tamponnées aujourd'hui par les grosses installations de production). Si suite à un incident (perte ou intermittence d'une production, d'un ouvrage de transport, ...) la fréquence s'écarte de la plage acceptable (0,5 Hz autour de 50 Hz, généralement plus large dans les îles) alors, en l'absence d'action, des risques sérieux de blackout apparaissent. Pour limiter ce type de risque dans les systèmes insulaires, un taux de pénétration instantanée maximum d'énergies renouvelables intermittentes est fixé (généralement au voisinage de 30 %) en l'absence de mesures correctives. C'est n'est pas le cas des appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie dans les DOM qui prévoient que pour les installations de plus de 250 kW mettant en œuvre un dispositif de stockage adapté, ils échappent à la déconnexion préventive applicable aux autres installations PV lorsque le seuil de risque est atteint.

Pour faire face aux incidents et à l'intermittence, le système électrique dispose de réserves primaires de production (mobilisables en quelques secondes) et secondaires (mobilisables en quelques minutes). En complément, le gestionnaire de réseau met en place des protections automatiques qui au-delà de certains seuils de variation de la fréquence délestent très rapidement une partie de la charge afin de rétablir l'équilibre.

Par ailleurs, les machines synchrones qui constituent à ce jour la majorité des dispositifs existants dans les îles disposent d'une inertie mécanique naturelle. En cas de perte de production en un point du réseau cette inertie limite les variations instantanées de fréquence en cas d'incident, facilitant la mobilisation de la réserve primaire et évitant l'activation des protections de délestage. Ce n'est pas

le cas des systèmes solaires qui sont couplés au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance qui n'apportent pas spontanément d'inertie au système électrique. Cependant le stockage d'énergie associé ou non aux installations solaires peut constituer une forme particulièrement performante de réserve primaire facilement et souvent rapidement mobilisable.

On notera que l'autoconsommation dès lors qu'elle est couplée au réseau n'apporte rien du point de vue de la stabilité de la fréquence, par contre elle garde tout son intérêt pour les équilibres locaux en termes de puissance.

En bref, les réseaux insulaires sont à la fois des espaces qui appellent des solutions BEPOS spécifiques à court terme et qui constituent de précieux espaces d'innovation pour dégager des solutions nouvelles (des travaux de R & D sont déjà en cours à ce sujet).

II - Base de réflexion côté BEPOS

Le concept de BEPOS (Bâtiment à Énergie Positive) imposera une bonne articulation entre bâtiments responsables et smart grids et sera indissociable d'une approche en termes de territoire à énergie positive en cours d'investigation. C'est un chantier qui va connaître des développements importants dans les décennies à venir.

Il importe toutefois de ne pas rater la première étape en partant du réseau électrique actuel et des performances attendues des bâtiments à l'horizon 2018 – 2020, le tout dans une perspective de massification qu'impose une R(T). C'est l'objet de la présente note.

II -1 La RT 2012 applicable aux constructions neuves depuis 2013

- 5 usages en énergie primaire par m² et par an (chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires) ; plafonnement imposé à hauteur de 50 kWh/ (m².an) modulés
- Performances calculées sur une base horaire avec des scénarios d'occupation conventionnels par type de bâtiment (logement et tertiaire) et par zone climatique
- Cadencement : ..., RT 2005, RT 2012, R(T) 2018 ou 2020
- Enchaînement : (étiquette), labels, RT

II -2 Les futures R(T)

Elargissement progressifs des usages et des champs pris en compte :

- Concept BEPOS (ENR et Maîtrise de la Demande d'Electricité)
- Consommation du mobilier
- Du bâtiment à l'ilot et aux territoires, le poids des réseaux
- Garantie de maintien des performances en exploitation (Garantie de Performance Energétique)

- Energie grise (Analyse de Cycle de Vie)
- Mobilité des usagers
- Emission de CO2 et bilan Carbone
- Santé, confort
- Eau, environnement

II -3 Définition du BEPOS

Loi du 3 août 2009 articles 4 et 19 :

Couverture de la consommation par les ENR in situ, sauf exception (art. 4 : exception ou toute autre expression de souplesse est traduite ci-dessous par le terme Ecart autorisé à la suite de l'initiative prise dans la définition du label BEPOS Effinergie).

Consommation – production ENR in situ < 0 + Ecart autorisé *

avec RC ENR (ENR via un réseau de chaleur) dans ENR in situ

(art. 19 : mesure étendue à l'approvisionnement en bois dans le label BEPOS Effinergie)

Cep – Bois - RC ENR – PV et chaleur exportés < Ecart autorisé

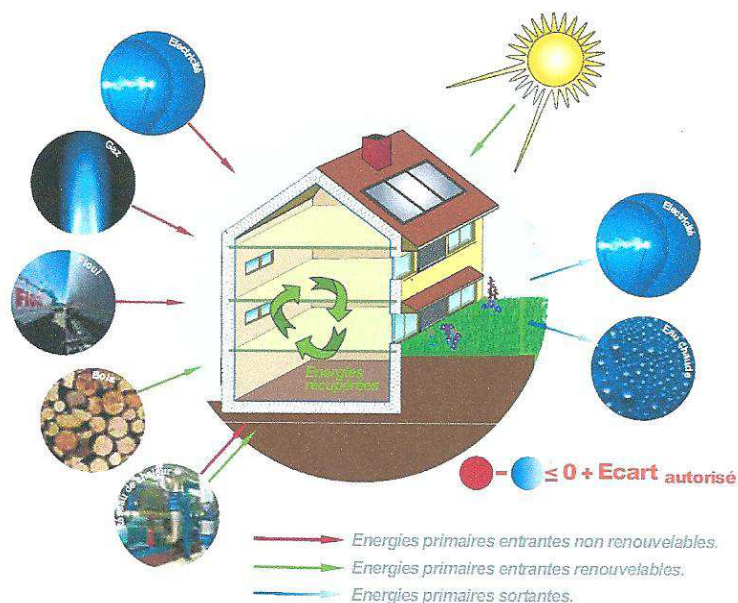
(Cep, la consommation en énergie primaire telle qu'elle est définie dans la méthode de calcul de la RT 2012, est égale à la consommation proprement dite de laquelle est déduite la production renouvelable autoconsommée qui est réellement produite in situ, solaire thermique par exemple)

Tout ceci revient à (schéma du BEPOS EFFINERGIE hors micro-cogénération gaz) : **

Energies non ENR importées - ENR exportées < Ecart autorisé

* cf. annexe 2 pour une définition plus précise du terme Ecart autorisé

** La micro-cogénération gaz fait l'objet d'un développement à la fin de ce paragraphe



Le projet de loi sur la transition énergétique et la croissance verte impose -aux seuls bâtiments publics - le BEPOS et une performance environnementale minimale avant la mise en place de la nouvelle R(T) en 2018 – 2020 : l'article 4 précise qu'un décret en Conseil d'Etat définira les exigences auxquelles doit satisfaire un bâtiment à énergie positive.

Le PV n'est pas le seul moyen de respecter le BEPOS.

Le Cep (hors PV autoconsommé) est plafonné et le périmètre des usages reste à fixer ; le mobilier est déjà inclus dans le label BEPOS Effinergie ; son introduction, au moins sous une forme conventionnelle à définir, est incontournable dès lors que le concept de BEPOS est mis en œuvre et rendu compréhensible pour les usagers.

La valeur de l'Ecart max permet de corriger des handicaps (zone climatique, nombre d'étages, etc.) mais aussi d'intégrer des limites imposées par le bon fonctionnement des réseaux ; plus globalement, il peut même être régionalisé au-delà des modulations climatiques pour intégrer des priorités politiques régionales.

La modulation de la consommation maximale de référence d'un bâtiment BEPOS neuf peut éventuellement être directement appliquée à des bâtiments BEPOS lourdement rénovés en introduisant un coefficient tenant compte de l'économie d'énergie grise permise par la rénovation.

Remarques :

La cogénération issue d'énergie renouvelable s'inscrit sans difficulté dans les formules présentées plus haut.

La micro-cogénération gaz - qui présente le même intérêt de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur au moment où on se trouve face à une pointe de demande simultanée pour ces 2 vecteurs - ne peut toutefois pas être traitée de la même manière puisque l'énergie primaire du dispositif est un produit fossile. La supériorité de cette filière par rapport à une centrale électrique alimentée par du

gaz tient à la valorisation de la chaleur qui doit être considérée de ce fait ici comme la production déterminante.

L'insertion d'une micro-génération gaz dans un bâtiment conduit à identifier :

- un intrant gaz en énergie primaire (coefficient 1)
- une autoconsommation de chaleur et d'électricité en énergie finale
- un sortant chaleur et un sortant électricité en énergie primaire (coefficient 1 et 2,58 respectivement).

La référence d'un poste à l'énergie finale où à l'énergie primaire renvoie aux bases physiques des méthodes de calcul : à l'intérieur du système bâtiment tous les calculs se font en énergie finale et c'est sur les échanges aux bornes du système que l'on repasse en énergie primaire pour prendre en compte une quote-part des pertes les plus importantes du secteur énergétique. Que faut-il retenir comme relevant de la performance conventionnelle d'un bâtiment BEPOS pour cette technologie (on voit bien avec le PV dans la RT 2012 que la RT n'impose pas le dimensionnement d'une installation susceptible d'exporter) ?

En l'absence d'une inscription explicite de la chaleur de cogénération parmi les énergies dites de récupération (et donc assimilable à une ENR dans les textes officiels concernant la construction et l'urbanisme), on propose que le dimensionnement retenu pour la micro-cogénération dans la caractérisation de la performance conventionnelle des bâtiments dans les labels et la RT soit la couverture des seuls besoins internes de chaleur du bâtiment avec bien entendu l'électricité produite correspondante.

Si la réalité de l'installation conduit à une exportation de chaleur, pour ne pas pénaliser la filière, on déduira d'autant l'intrant gaz. Pour ce qui concerne l'export d'électricité, même si l'équilibre des consommations respectives de chaleur et d'électricité à l'intérieur du bâtiment laisse peu de place à un export global d'électricité associée à la consommation interne de chaleur, pour certaines tranches horaires on ne peut pas l'exclure. Il est alors légitime de le prendre en compte de la même manière que le PV exporté aux bornes du bâtiment et de le remonter en électricité primaire.

Les formules présentées plus haut sont à ajuster en conséquence.

III - Base de réflexion côté PV

L'autoproduction et l'autoconsommation du PV ont fait l'objet ces derniers mois d'un rapport du ministère chargé de l'énergie et du climat dont certains éléments se retrouvent dans la présente note.

Le PV n'est certes pas le seul moyen de respecter le BEPOS mais avec l'autoconsommation des productions thermiques in situ (solaire thermique, PAC) il est le plus facilement mobilisable dans nombre de situations compte tenu du couplage généralisé des bâtiments avec le réseau électrique existant ; l'introduction de la consommation du mobilier, essentiellement électrique, renforce sa position.

En zone rurale, si la contrainte réseau est forte, l'option bois pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire devrait être privilégiée.

Son articulation avec le réseau électrique peut toutefois devenir une contrainte sensible (le sujet de la présente note) ; favoriser l'autoconsommation sans pousser au gaspillage a évidemment pour effet de limiter ce type de risque surtout dans les zones de fragilité du réseau.

Dans les cas où la puissance PV nécessaire pour atteindre la labellisation engendrerait un dépassement de la puissance max injectable en surplus, plusieurs solutions sont envisageables :

1. Soit on peut améliorer le design de l'installation PV pour conserver le même productible annuel nécessaire à l'atteinte du BEPOS, tout en diminuant la puissance max injectée en surplus. Diverses solutions sont envisageables
 - Pilotage de l'onduleur pour moduler la production sans porter atteinte à la performance ultérieure des modules
 - Orientation Sud-Est et/ou Sud-Ouest des modules pour éviter une pointe de production à midi et améliorer la corrélation entre production et consommation locale
 - Mise en place de pilotage de la demande, notamment le pilotage de l'ECS voire des équipements ménagers de type lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, qui peut permettre de réduire de 2 à 3 kW la pointe d'injection ; d'une manière générale, la flexibilité des usages électriques pourrait être valorisée dans la méthode de calcul de la réglementation et promouvoir par ce biais des innovations au niveau des équipements
 - Déconnection de l'installation quelques jours ou quelques heures par an
2. Soit la zone réseau est considérée comme très fortement contrainte et on met l'accent sur des mesures favorisant le bois énergie ou on autorise le BEPOS à ne pas couvrir complètement ses besoins propres en augmentant en conséquence l'Ecartmax autorisé

Dans les cas des solutions de pilotage de la demande, la question de jours d'absence ou de vacances est à prendre en compte : la consommation locale pourrait alors être minimale et l'injection sur le réseau presque totale.

Il ne semble pas pertinent de mettre trop en avant à l'échéance 2018 le recours à des installations massives de stockage (batteries, etc.) autre que sous forme d'ECS. Par contre, ces dispositifs doivent être introduits dès maintenant dans les méthodes de calcul des performances des bâtiments compte tenu de leurs potentiels à moyen terme en liaison ou non avec le développement des véhicules électriques qui pourraient jouer un rôle important dans la gestion des systèmes électriques décentralisés.

La baisse des coûts de production (hors internalisation des impacts réseau) va très probablement se poursuivre et rendre la filière de plus en plus compétitive pour respecter une exigence BEPOS qui est une exigence de résultat et non pas de moyen (comme l'est déjà la RT 2012) ; les tarifs d'achat de la production exportée vont converger de ce fait vers la valeur apportée par toute opération de maîtrise de la demande y compris la production PV autoconsommée (le tarif de fourniture au bâtiment considéré).

La forme et l'orientation de l'enveloppe du bâtiment corrigées par les masques fixe une production potentielle maximale dans une zone géographique donnée (prise en compte des seules faces bien orientées de la toiture par exemple pour le label BEPOS Effinergie).

L'intégration architecturale de futures modules adaptés au bâtiment (vitrages, formes, coloration etc.) qui ne seront pas nécessairement les plus productifs doit être anticipée (correction en conséquence de la production potentielle maximale).

IV – Suite des opérations : phase collaborative

Le présent document a vocation à être largement diffusé afin de recueillir un maximum de réactions permettant de déboucher sur des recommandations à l'attention des concepteurs d'étiquettes, de labels et de réglementations portant sur un BEPOS applicable en tout lieu à l'horizon 2018 – 2020 (limité bien entendu ici à l'articulation BEPOS, photovoltaïque et réseau électrique, volet jusqu'ici inhabituel des indicateurs de performance énergétique utilisés dans le monde du bâtiment).

Annexes

Annexe 1

Note établie à partir des contributions et des réactions de

Philippe Chartier, Conseiller Bâtiment et Réglementation énergétique et environnementale du SER

Jean-Christophe Visier, Directeur Energie et Environnement du CSTB

Jacques Merley, Chef du Département Politiques et Stratégie d'ERDF

David Marchal, Adjoint au Chef de service réseaux et énergies renouvelables de l'ADEME chargé des réseaux

Joseph Maire, Directeur technique EDF – SEI, programme Smartgrids

Catherine di Costanzo, Directeur général adjoint de Promotelec Services

Jean-Philippe Roudil, Directeur du Département Economie et Prospective de RTE

Romain Poubeau, responsable de la filière photovoltaïque au Syndicat des Energies renouvelables

Sébastien Delmas, responsable technique d'Effinergie

... avec les participants du groupe RBR 2020 2050 ainsi que de

Axel Richard, responsable du secteur Bâtiment et ENR au Syndicat des Energies renouvelables

Yassine Abdelouadoud, ingénieur au CSTB

Patrice Hennig, Chef de projet Efficacité et Réglementation GDF Suez

Eric Perray, chargé de mission branche clientèle GDF Suez

David Delaune, Chargé de mission Efficacité énergétique GRDF

Bernard Sésolis, consultant énergie, environnement et bâtiment

Annexe 2

Analyse de l'Ecart autorisé introduit par Effinergie

Consommation – Production ENR < 0 + Ecart autorisé

Rappelons que la Consommation est déterminée aujourd'hui par la méthode de calcul Th-BCE 2012, ou par les logiciels qui s'y réfèrent, à partir d'un scénario d'usage conventionnel du bâtiment et en fonction du climat du lieu ; les énergies renouvelables produites véritablement in situ et autoconsommées sont prises en compte au sein du terme Consommation. La production ENR rassemble le bois et les réseaux de chaleur renouvelables (ENR importés) et l'électricité exportée (essentiellement le photovoltaïque) et éventuellement la chaleur exportée.

Écart autorisé = Consommation de référence – production minimale d'ENR

La consommation de référence (50 kWh/ (m².an) pour la RT 2012, moins dans le BEPOS) est modulée en fonction du type de bâtiment (Mctype), du climat du lieu (Mcgéo), de l'altitude (Malt), de sa surface (Mcsurf), et des émissions de CO2 (Mcges) ; aujourd'hui ce dernier terme dans la RT 2012 est utilisé pour bonifier le bois et les réseaux de chaleur renouvelables, leur nouveau positionnement plus favorable les en dispense ; Mcges dorénavant servira à départager entre elles les seules énergies non renouvelables.

La production minimale d'ENR est un concept nouveau. Pour établir une première estimation, Effinergie s'est appuyé sur la seule production photovoltaïque en toiture (elle est potentiellement possible en tout lieu) en la modulant par le climat (Mpgéo) et par un indicateur de la densité urbaine, le nombre de niveaux du bâtiment (Mpniv). Demain, un terme traduisant la capacité d'utilisation des exportations d'électricité par les bâtiments voisins via les messages du réseau électrique pourrait être introduit (Mpres). Une fois la démarche validée par un grand nombre de simulations, la mobilisation du bois et des réseaux de chaleur renouvelables apparaîtront comme des économiseurs de photovoltaïque en capacité dans certaines situations de ne plus nécessiter sa contribution.

Enfin, un tel schéma est mobilisable pratiquement en l'état pour les rénovations profondes des bâtiments en y ajoutant une modulation supplémentaire dans le poste consommation qui tiendrait compte notamment de l'économie d'énergie grise par rapport à un bâtiment neuf. Une valeur d'un coefficient (Mceg) de 1,6 permet de passer de 50 à 80 kWh/(m².an) par exemple pour en rester aux références actuelles.

Contact PLAN BATIMENT DURABLE

Anne-Lise DELORON ROCARD

01 40 81 33 05 – 06 59 46 99 00

anne-lise.deloron@developpement-durable.gouv.fr