



CWaPE

Commission
wallonne
pour l'Énergie

Forum Réflex

Rapport d'avancement

Réunion plénière

CWaPE, mercredi 7 mai 2014

Frédéric TOUNQUET
Direction technique



Depuis la dernière réunion plénière, le GT « GAD » s'est réuni à deux reprises.

Sur base des présentations et des échanges de point de vue, un rapport d'avancement est présenté, relatant les **points de vue** et **prises de positions** des **acteurs** :

- Scope et méthode
- Implication des consommateurs – usagers
- Potentiel et réalisation effective
- Positionnement des GRD
- Positionnement des fournisseurs



Forum Réflex

Rapport d'avancement du GT « GAD »

Scope et méthode

Concerne l'utilisation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau de distribution:

- ORES : projet GAD → tests macro (mesure au poste) et micro (mesure au compteur)
- Régie de Wavre : dispositif en complément des compteurs intelligents

- Participants

- Gestionnaires de réseau
- Fournisseurs
- Consommateurs
- Régulateurs
- Administration
- Académique et bureau d'étude

Entreprise	Nom	Prénom	Rôle de marché
CWaPE	Ghigny	Francis	Régulateur
CWaPE	Marchand	Stéphane	Régulateur
CWaPE	Reding	Marc	Régulateur
CWaPE	Naert	Gérard	Régulateur
CWaPE	Renier	Stéphane	Régulateur
CWaPE	Tounquet	Frédéric	Régulateur
ORES	Lefèvre	Frédéric	GRD
ORES	Halkin	Didier	GRD
Tecteo	Leroux	Amandine	GRD
Régie de Wavre	Le Bussy	Roger	GRD
ELIA	Springuel	Thierry	GRT
Synegrid	Gouverneur	Bruno	Fédération
Inter-régies	Glorieux	Jacques	Fédération
ULB	Wallenborn	Grégoire	Académique
ULB	Gaye	Georgia	Académique
ULG	Ernst	Damien	Académique
FUNDP	Matte	Mélanie	Académique
Electrabel	Philippart de Foy	Bernard	Fournisseur
EDF Luminus	De Wispelaere	Bram	Fournisseur
ENI	Florent	Dalez	Fournisseur
Eneco	Caminiti	Morgane	Fournisseur
Essent	Verhegghen	Karen	Fournisseur
Lampiris	Jasienski	Martin	Fournisseur
Febeg	De blocq	Vincent	Fédération
ICEDD	Marchandise	Stéphanie	Bureau étude
SPW DGO4	Hoogstoel	Muriel	Administration
CREG	Gheury	Jacques	Régulateur
BRUGEL	Fodil-pacha	Farid	Régulateur
VREG	Van Craenenbroeck	Thierry	Régulateur
RWADE	Ciuti	Aurélié	Consommateurs
Test-achat	Dochy	Stéphane	Consommateurs
UCM	Debuyser	Capucine	Consommateurs

Informer:

- Cadre légal européen
- Revue littérature académique
- Contraintes techniques liées au développement des réseaux

Préparer:

- Mise en œuvre directive 2012/27
- Période tarifaire 2017-2021
- Révision base légale

Evaluer:

- Retour d'expérience projet pilote « GAD » d'ORES
- Autres projets (à l'état de concept) de la Régie de Wavre et de Tecteo (utilisation des compteurs intelligents)



- 4/12/2013 - Réunion plénière
 - Rapport d'avancement du GT « Gflex1 » et lancement du GT « GAD »

- GT « GAD »
 - 12/02- Réunion préparation GRD – CWaPE
 - 12/03 – 1^{ère} réunion
 - 23/04 – 2^{ème} réunion

- 07/05/2014 - Réunion plénière
 - Rapport d'avancement du GT « GAD » et planification des GTs



- Etat des lieux projet « gad » - ORES
- Programme smart metering/smart grid – Tecteo
- Directive Européenne relative à l'efficacité énergétique – SPW DGO4
- Consommateurs, usagers et gestion active de la demande – ULB
- Encadrement technique de la flexibilité – Point de vue commun des GRD
- Enquête auprès des ménages et des PME – ULB
- Enquête auprès des industries – ICEDD
- Feedback projet GAD – FEBEG
- Projet de gestion active de la charge – Régie de Wavre



Forum Réflex

Rapport d'avancement du GT « GAD »

Implication des consommateurs - usagers



➤ Gestion active de la demande:

Différentes actions que le consommateur peut prendre pour modifier son usage de l'électricité, en réponse à un signal qui indique un état particulier du système électrique (prix élevé, risque de congestion).

Le secteur résidentiel représente un grand potentiel pour l'effacement ou le déplacement de charge mais les coûts de transaction sont élevés.

➤ Dispositifs:

- Time of use – prix fixés selon la période de la journée
- Critical peak pricing – prix plus élevés durant les pointes des jours critiques
- Real time pricing – prix varient selon le marché de l'électricité
- Direct load control – appareils allumés et éteints à distance



➤ Résultat d'expérience dans le secteur résidentiel

Instruments	Réduction de la pointe	Réduction de la consommation totale
Critical Peak Pricing	10 – 50 %	0 – 8 %
Time-of-Use avec Direct Load Control	21 - 32 %	N/A
Peak Time Rebate	9 – 18 %	N/A
Time-of-Use	3 – 15 %	0 – 3%
Real Time Pricing	5 – 14 %	0 – 4 %

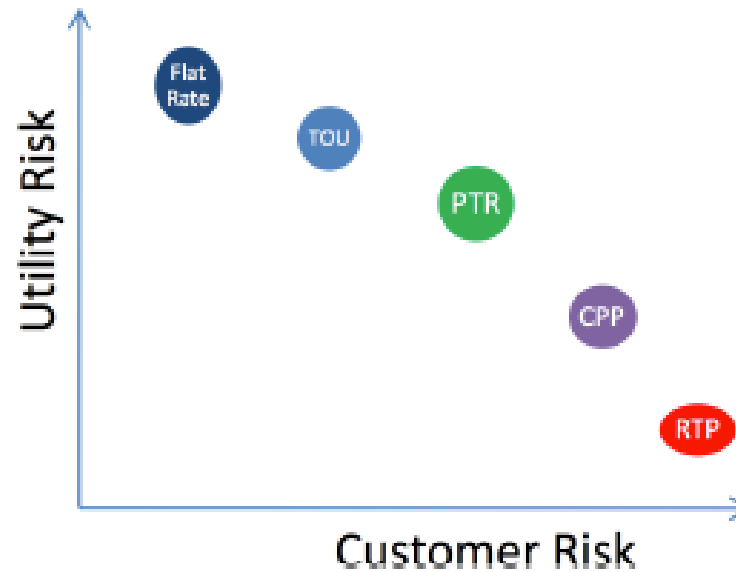
➤ Commentaires:

- CPP et TOU utilisés depuis très longtemps. Les dispositifs smart ne semblent pas produire des effets accrus.
- CPP sont des événements rares mais avec un effet important. TOU et RTP sont permanents et génèrent des effets moindres.
- CPP promu par les gestionnaires de réseau, RTP par les fournisseurs.



➤ Risque ou opportunité ?

➤ Commentaires:



- L'introduction de dispositifs plus dynamiques transfère un risque financier du « secteur » vers le consommateur.
- L'implication des consommateurs est déterminée par l'adaptation des pratiques du ménage. Peu de pratiques sont négociables ou déplaçables.
- La délégation à la technologie peut impliquer un asservissement de l'utilisateur à l'outil, au détriment de son autonomie et de sa capacité d'adaptation.



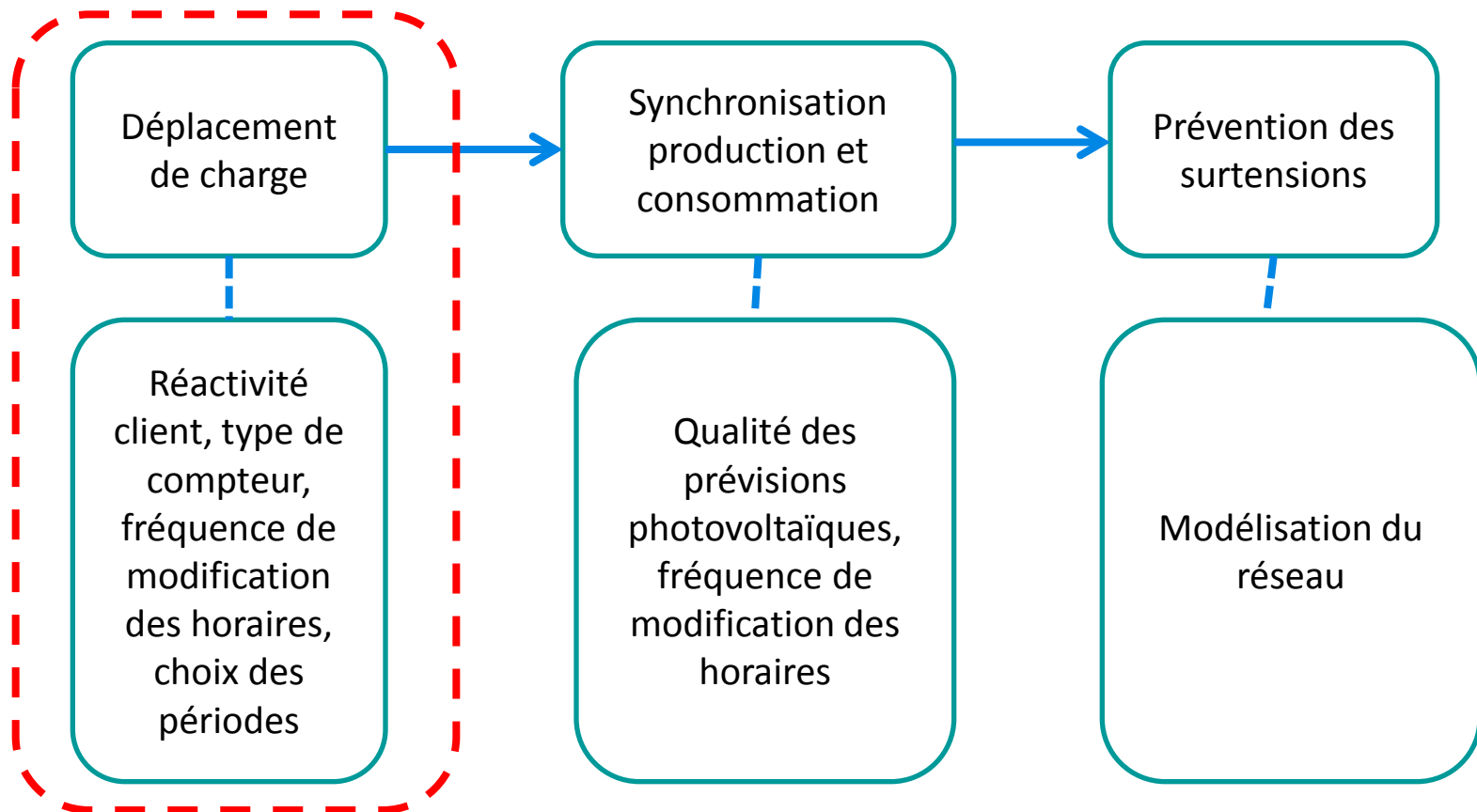
Forum Réflex

Rapport d'avancement du GT « GAD »

Potentiel et réalisation effective de la GAD



- Potentiel théorique de gestion active de la demande (REDI, 2011)
- Test « gestion active de la demande » (ORES, 2013)
- Dans quelle mesure les résultats du test peuvent-ils confirmer le potentiel identifié ?

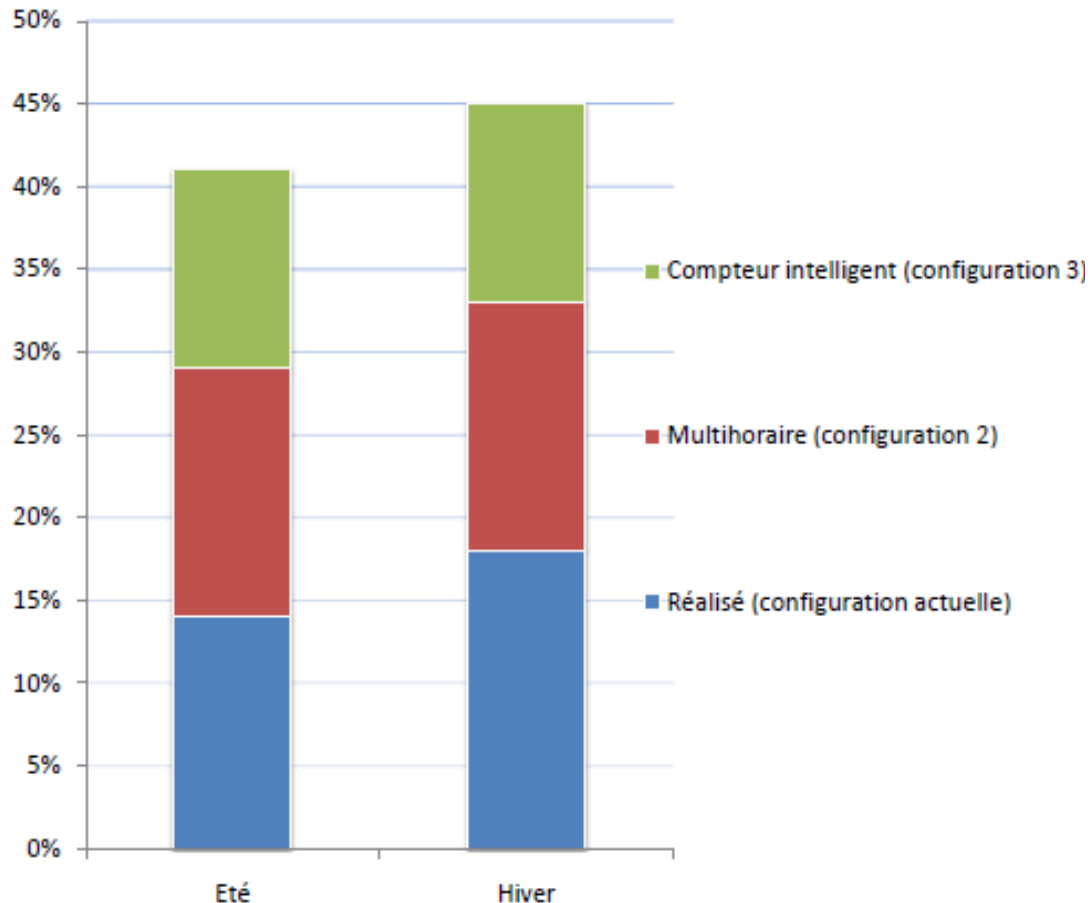


Potentiel réalisable de déplacement de charge en Région Wallonne des clients BT (<56 kVA) :

- Configuration 1 [**multihoraire 2010**] : différentes plages horaires appliquées à **certains** clients, possibilité de tarifications différenciées dans ces cas (≈ la configuration actuelle)
- Configuration 2 [**multihoraire 2020**] : différentes plages horaires appliquées à **tous** les clients, tarifications différenciées
- Configuration 3 [**roll-out compteurs intelligents 2020**] : généralisation de la possibilité de déplacer des charges pour 1 heure voire 15 minutes

Configurations définies dans le cadre du GT2 « Consommateurs finals » de REDI

Potentiel réalisable de déplacement de charge en Région Wallonne des clients BT (<56 kVA)



Pourcentage de la consommation déplaçable (secteur résidentiel wallon)



Les équipements ont ensuite été qualifiés selon leur capacité de déplacement de charge, permettant de déduire un potentiel maximum de déplacement de charge.

	Puissance déplaçable				Été	Hiver
	NON	15'	1 h	4h	OUI/NON	OUI/NON
La Chaîne du Froid						
Frigo seul		v			OUI	OUI
Congélateur				v	OUI	OUI
La Production d'eau chaude sanitaire						
Petit boiler		v			OUI	OUI
Grand boiler					v	OUI
Les Appareils de Chauffage						
Chauffage central (circulateur)		v			NON	OUI
Chauffage électrique à accumulation					v	NON
Appoint électrique	v				NON	NON
La Buanderie (LV, LL, SL)				v	OUI	OUI
Les Appareils de Cuisine	v				NON	NON
La Hi-Fi - Vidéo	v				NON	NON
Les Autres Appareils	v				NON	NON
Eclairage	v				NON	NON
Et demain						
Voiture électrique				v	OUI	OUI
Pompe à chaleur avec accu				v	NON	OUI
Air conditionné			v		OUI	NON



Principaux résultats en termes de puissances et de consommations

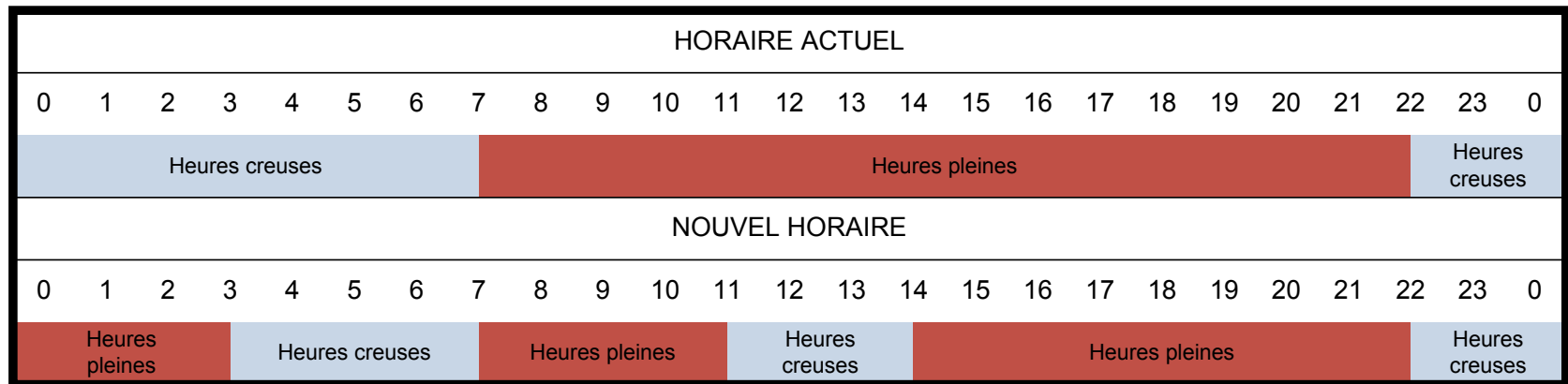
Configuration 1

TOTAL		Puissance installée (MW) 2010						Tot	Tot en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
		452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
dont Été		448	3 101	9 524	10 458	9 092	1 373	33 996	96%
dont Hiver		452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
Déplaçable	NON	452	3 116	9 932	8 288	6 570	989	29 347	83%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	2 617	2 047	309	4 973	14%
	15h	0	0	0	0	825	414	1 239	3%
Total déplaçable		0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17.5%
Dont été		0	0	0	2 617	2 873	578	6 068	17.1%
Dont hiver		0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17.5%

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2010						Total	Total en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
		39	308	1 352	1 485	2 482	999	6 665	100%
Déplaçable	NON	39	308	1 352	1 373	1 781	580	5 433	82%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	112	123	19	255	4%
	15h	0	0	0	0	578	400	977	15%
Total déplaçable		0	0	0	112	701	419	1 232	18%
Dont été		0	0	0	112	701	107	920	14%
Dont hiver		0	0	0	112	701	419	1 232	18%

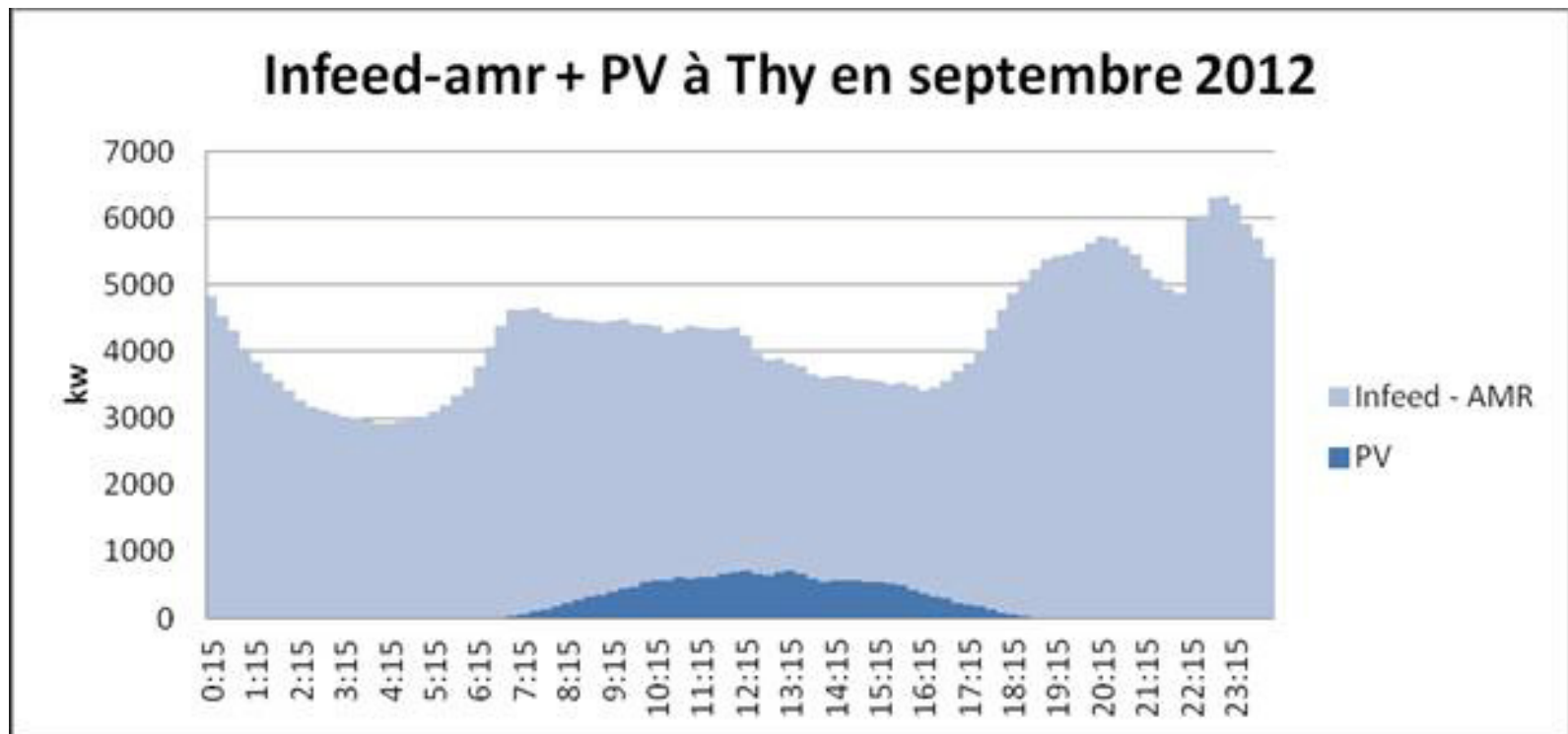


- Modification **statique** des horaires bihoraire et exclusif nuit
- Effet mesuré au niveau des postes (macro)
- Ouverture d'heures « LOW » et activation de l'exclusif nuit entre 11h et 14h prélevées entre 0h et 3h
- Depuis le 1^{er} juillet 2013



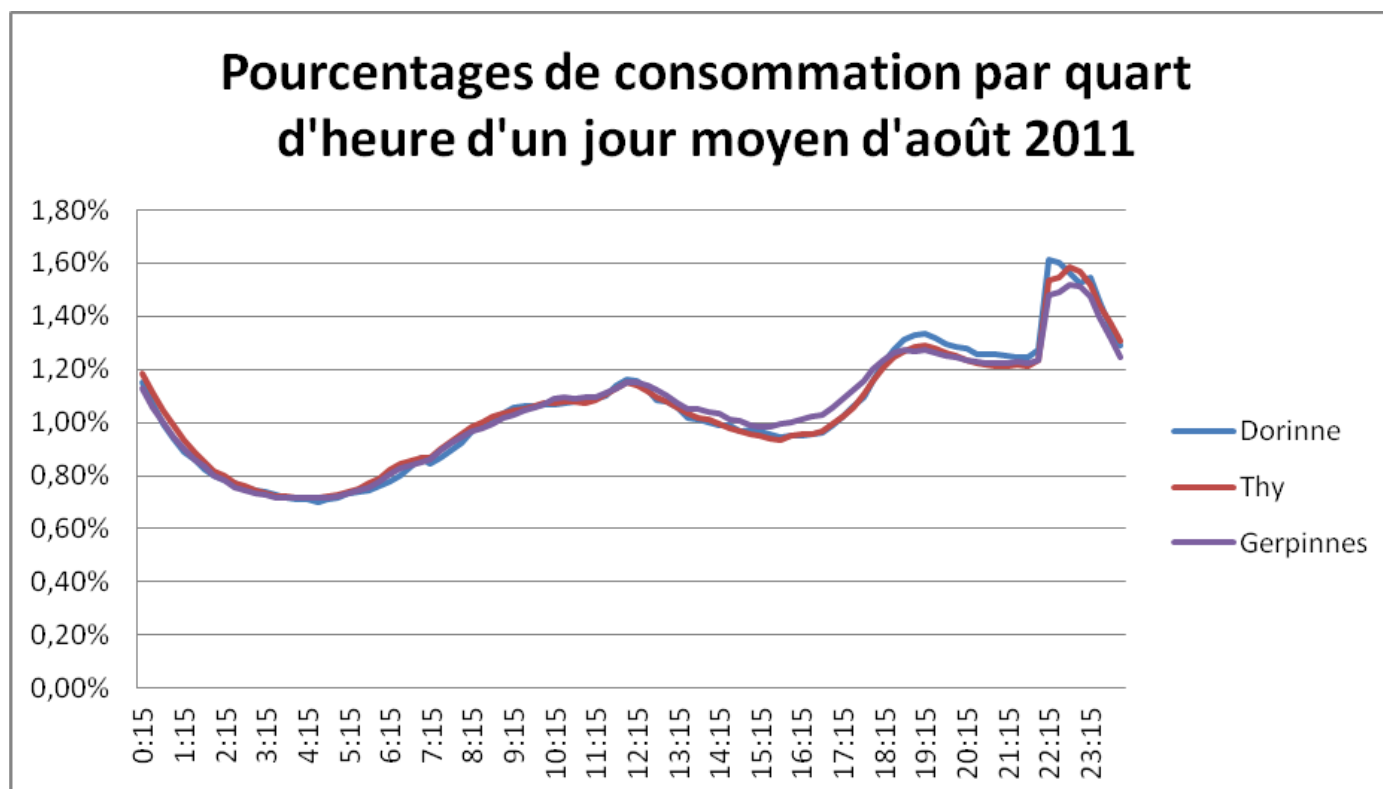


- Analyse statistique des mesures au poste
- Infeed et AMR mesurés
- Photovoltaïque simulé



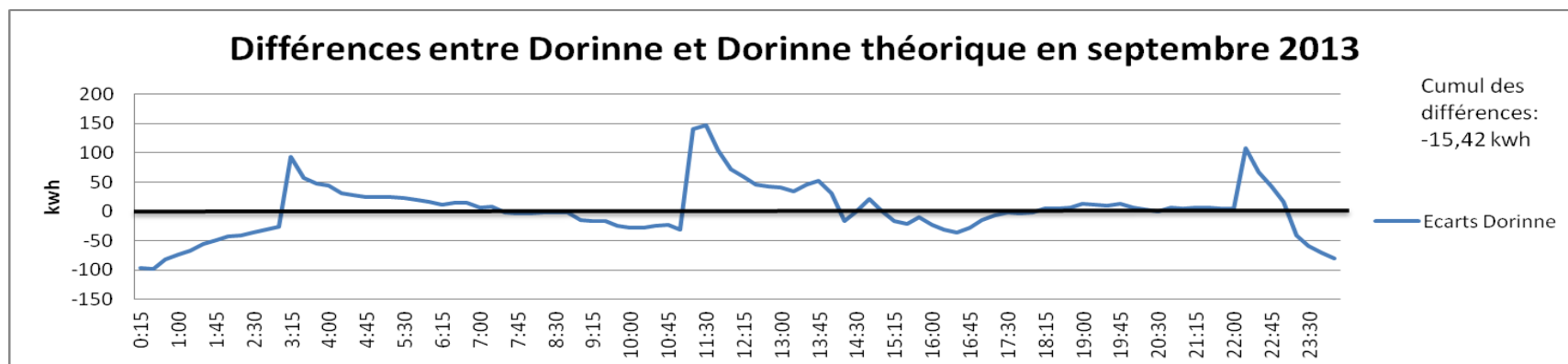
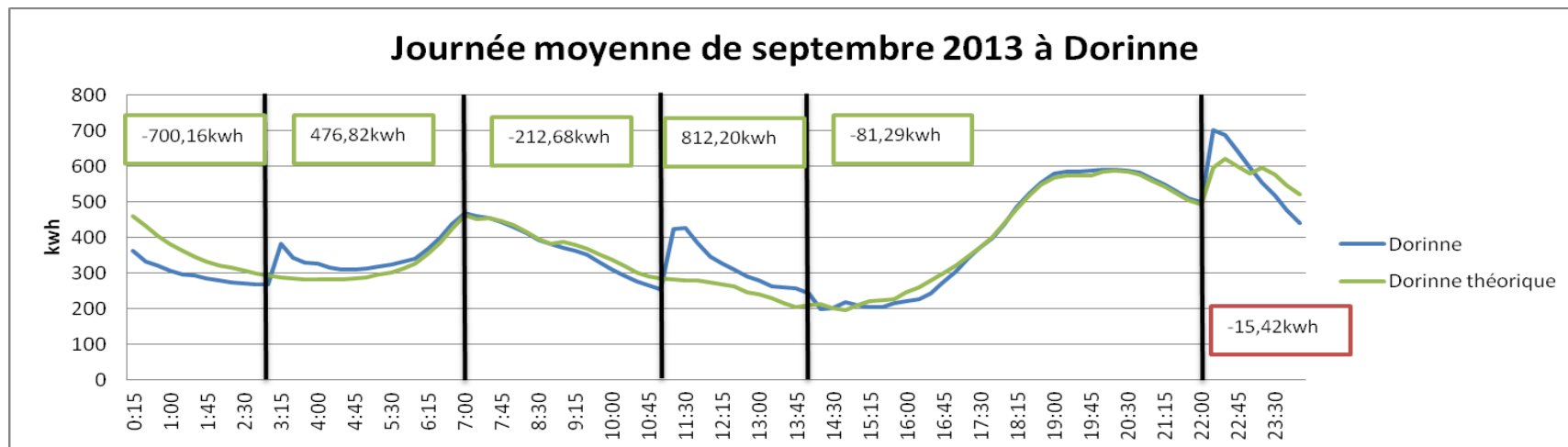


- Méthode basée sur l'utilisation de postes témoins
- Permet de comparer les mesures à une prévision sans modification des périodes tarifaires





➤ Exemple pour le mois de septembre 2013 au poste de Dorinne





- Résultats sur trois mois (d'été) pour le poste de Thy-le-Chateau
- Exprimés en pourcentage de la consommation à relève annuelle

Thy-le-Château

	Juillet	Août	Septembre	
Heures pleines 00 :00 – 03 :00	-2,51%	-3,01%	-2,90%	-2,81%
Heures creuses 03 :00 – 07 :00	0,34%	0,00%	0,93%	0,42%
Heures pleines 07 :00 – 11 :00	-0,58%	-0,72%	-0,01%	-0,44%
Heures creuses 11 :00 – 14 :00	1,77%	1,96%	2,76%	2,16%
Heures pleines 14 :00 – 22 :00	-1,34%	-2,18%	-0,34%	-1,29%
Heures creuses 22 :00 – 00 :00	-1,12%	-1,44%	-0,60%	-1,05%
Total	-3,43%	-5,40%	-0,16%	



➤ Enseignements du test « GAD » :

- Test « GAD » permet de confirmer une réactivité des clients
- Les volumes et puissances déplacés sont faibles compte tenu des conditions spécifiques du test réalisé:
 - Modification à la marge des périodes tarifaires
 - Difficulté d'établir une courbe de référence sur base macro (mesure au poste)
 - Mesures réalisées en été



➤ Enseignements du test « GAD » :

- Une information préalable des usagers est nécessaire mais pas suffisante.
- Une attention particulière doit être apportée à la capacité d'adaptation des équipements et des usagers (régulation interne exclusif de nuit, mise à disposition de relais et possibilité de programmation manuelle).

➤ Un peu plus de 2% de la consommation mobilisée durant une nouvelle tranche horaire, sur 14% mobilisable.

Comparons ce qui est comparable !



Forum Réflex

Rapport d'avancement du GT « GAD »

Positionnement des GRD



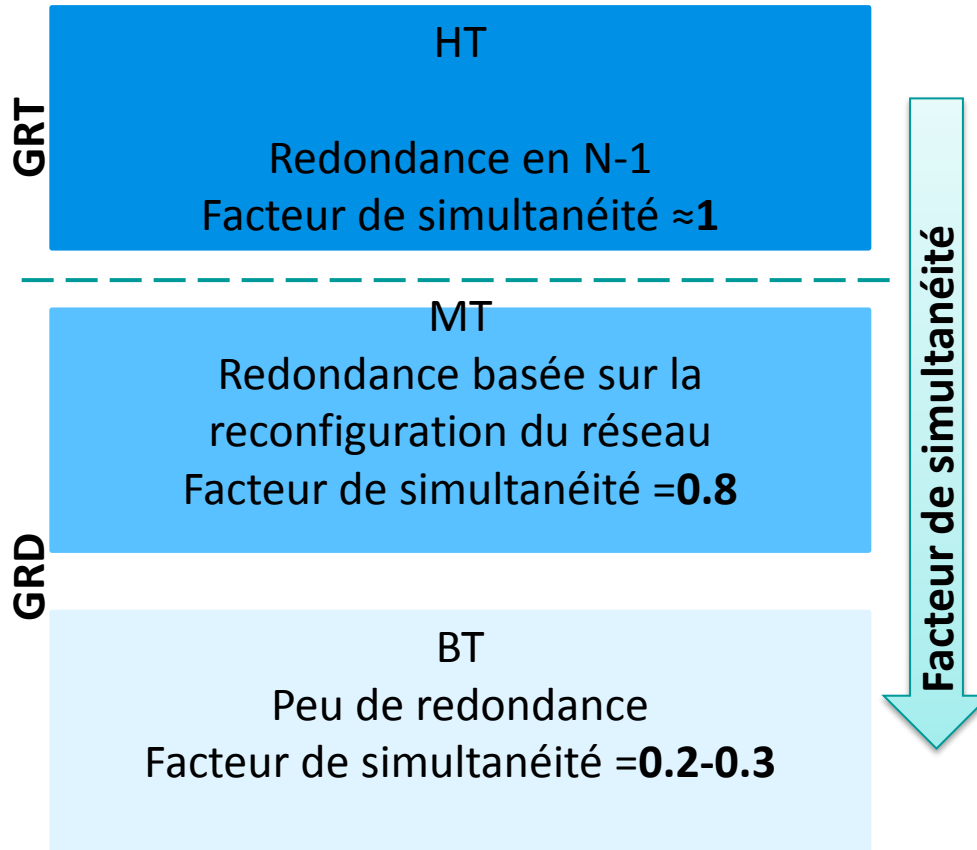
Dimensionnement:

- suivant *une logique de prélèvement*
- basée sur un facteur de *simultanéité*
- défini en fonction du niveau de tension
- supposant un comportement statistiquement indépendant des différents URD.

Le facteur de simultanéité est le rapport entre la **puissance maximale** observée historiquement sur le réseau et la somme des **puissances souscrites de raccordement**

Il mesure donc la contribution relative de chaque URD à la pointe annuelle de consommation.

$$\frac{\text{Pmax observée pour tous les URD}}{\sum \text{Pmax de raccordement de chaque URD}}$$



Mais aujourd'hui :



- ✓ Sources d'énergie renouvelable au comportement *fortement corrélé* : éolien, solaire,...
- ✓ Services auxiliaires requérant un comportement *simultané* des URD

Les comportements des URD présentent un taux de corrélation croissant

→ **Hypothèse de foisonnement mise à mal**



➤ Congestion:

état d'un élément du réseau électrique lorsque la capacité maximale de transit d'électricité y est atteinte.

➤ Types de congestion :

- Congestion causée par les sources d'énergie renouvelable décentralisées
- Congestion causée par la consommation
- Congestion causée par des actions externes



De plus en plus, les GRD devront distinguer :

La *puissance de raccordement* qui dépend de la capacité physique du câble et de la protection qui connectent l'URD au réseau

La *puissance d'accès au réseau* qui dépend du statut du réseau et du comportement des URD voisins

Gestion des congestions



Active Network Management

=

**contrôle des capacités d'accès au réseau des différents
URD**



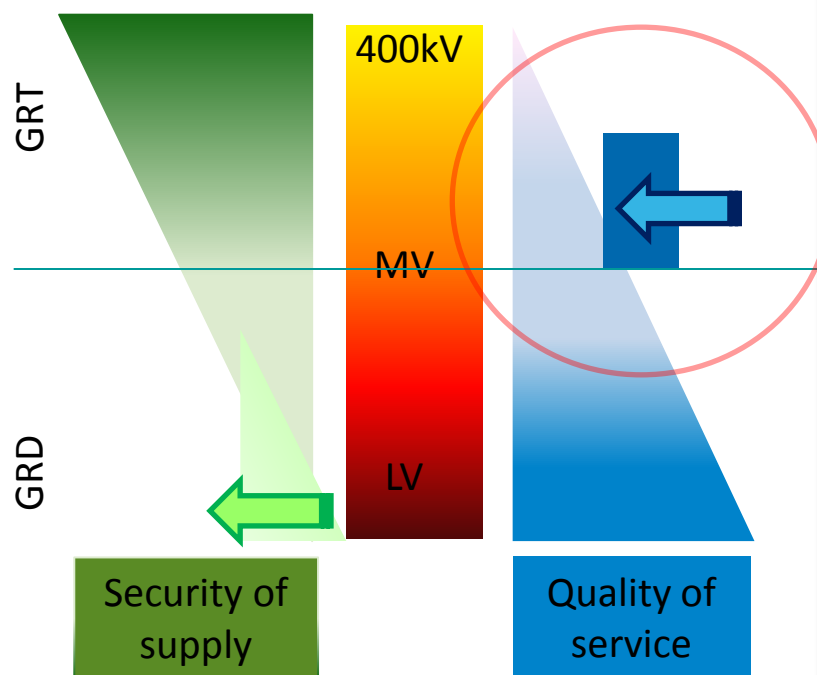
The **green state** defines the region where the « smart market » competitively operates freely. This should be seen as the “**normal operating state**”.

Réseau GRD = plaque de cuivre

Réseau GRD ≠ plaque de cuivre

The **yellow state** is a **temporary state preventing** from entering the red state. Solutions and incentives should be provided to allow the customer to decide and accept some limits.

The **red state** : the **DSO** needs to **take control** in a certain area where the constraint has occurred. However, actions in this state must be specific and well defined and be temporary in nature.



L'arrivée massive de moyens de production connectés au réseau MT du GRD ;

1. Conduit à des variations de la tension du réseau MT qui vont être:
 - Plus brutales
 - Plus fréquentes
2. Ces variations impactent également les productions décentralisées en BT (ainsi que les consommateurs)
3. Ces variations peuvent devenir incontrôlables et mettre en péril le réseau de transport (ex. trop d'injection de réactif)
4. Les limites des systèmes de réglages GRT/GRD seront atteintes
 - Les variations de cette tension HT pourraient impacter la qualité du produit aux clients finaux du GRD
 - Le GRT dispose de trop peu de moyens propres pour gérer ces problèmes



Moyens propres au GRD

- Gestion opérationnelle : reconfigurations du réseau, services système du GRD,...
- Foisonnement des enclenchements pour limiter la pointe : actuellement la TCC fournit les impulsions mais dans le futur le smart-meter pourrait jouer ce rôle.
- Transformateurs MT/BT auto-régulant
- ...

Flexibilité des URD

- Flexibilité régulée : Gflex – Lflex
- Armoires de contrôle chez les producteurs
- Suivi et gestion de la congestion pour le marché
- Tarifs dynamiques incitant à la flexibilité pour le GRD
- Incitants tarifaires de type « Time of Use »



- Demain, différents besoins de flexibilité fournis par les mêmes URD devront pouvoir coexister:
 - ❖ Market-FLEX pour assurer l'équilibre et l'équilibre résiduel : BRP et GRT
 - ❖ Market-FLEX pour optimiser un portefeuille : fournisseur et client
 - ❖ Tech-FLEX pour gérer la congestion : GRD
- ➡ **Des priorités d'action devront être établies**



- Des modèles d'interaction sont testés en GREDOR

- Les processus de marché sont en cours d'analyse au sein d'ATRIAS
 - Optimisation BRP dans son propre portefeuille – hypothèse de plaque de cuivre
 - Optimisation BRP à l'aide d'un autre portefeuille – hypothèse de plaque de cuivre
 - **Congestion**
 - Equilibre résiduel
 - Combinaisons multiples



Forum Réflex

Rapport d'avancement du GT « GAD »

Positionnement des fournisseurs



➤ Positionnement FEBEG (juin 2013)

- Analyse de l'impact pour le fournisseur
- Accompagnement, interprétation et mise à disposition de l'information

- Rôles de marché

La Febeg s'inquiète de percevoir le GRD évoluer vers un rôle commercial ou d'agrégateur de flexibilité.

- Responsabilités

La Febeg ne peut accepter de voir les GRD exonérés de toute responsabilité quant aux conséquences liées à un éventuel déséquilibre tant au niveau du fournisseur qu'au niveau de la facture du client provoquées par les test.



- Projet « Flexibility market » d' ATRIAS :
 - Scope plus large englobant d'autres problématiques
 - Proposition de processus de marché discutée sur base de l'étude de cas « Congestion »
 - Principes et processus défendus par la FEBEG, applicables pour la production et la consommation



Congestion is infrastructure issue

- Congestion is no commodity issue
- Congestion is problem of 'firmness' of grid capacity
- Trigger or lever to solve grid capacity issue could consist of variable grid tariffs, not related to FSP activities

Flexibility is commercial product

- Unbundling doesn't allow SO to become market actor
- SO is a flexibility client, not a flexibility provider

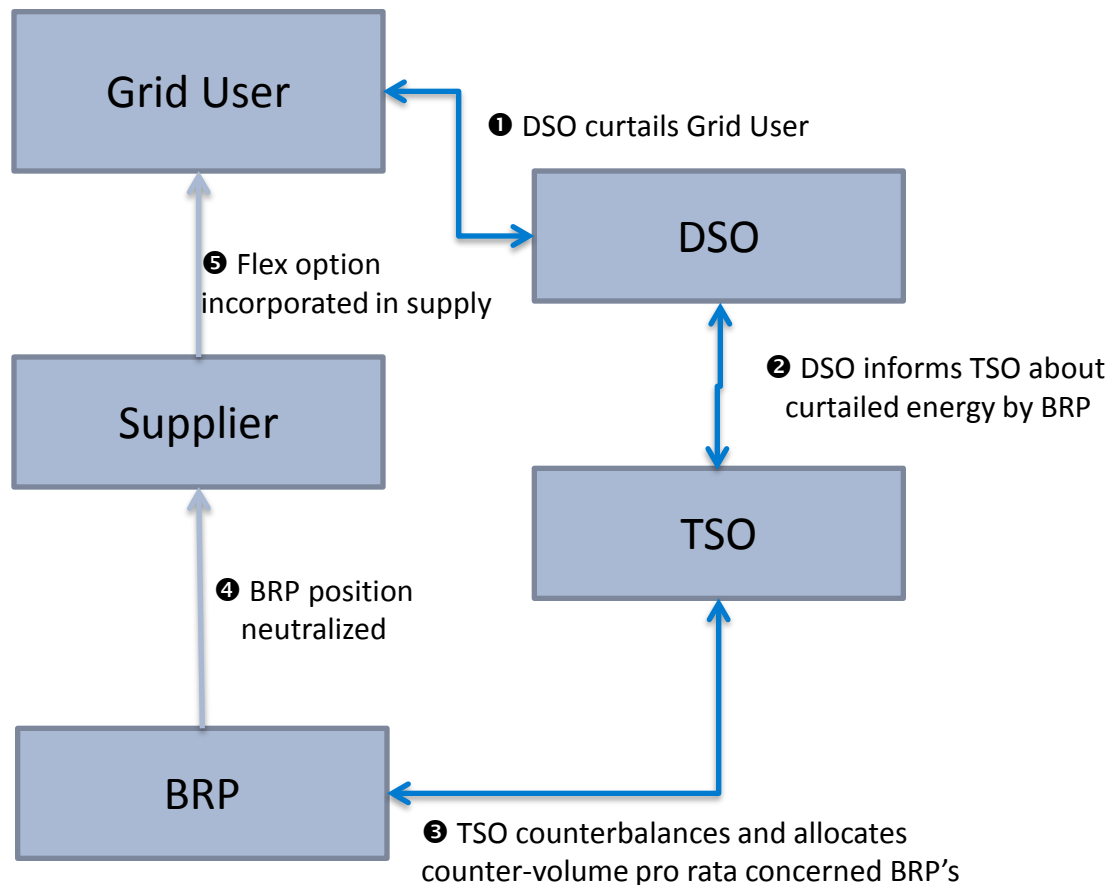
Congestion has impact on balancing

- Impact on perimeter BRP (balancing market) should be neutralized
- Need for coördination between DSO's and TSO





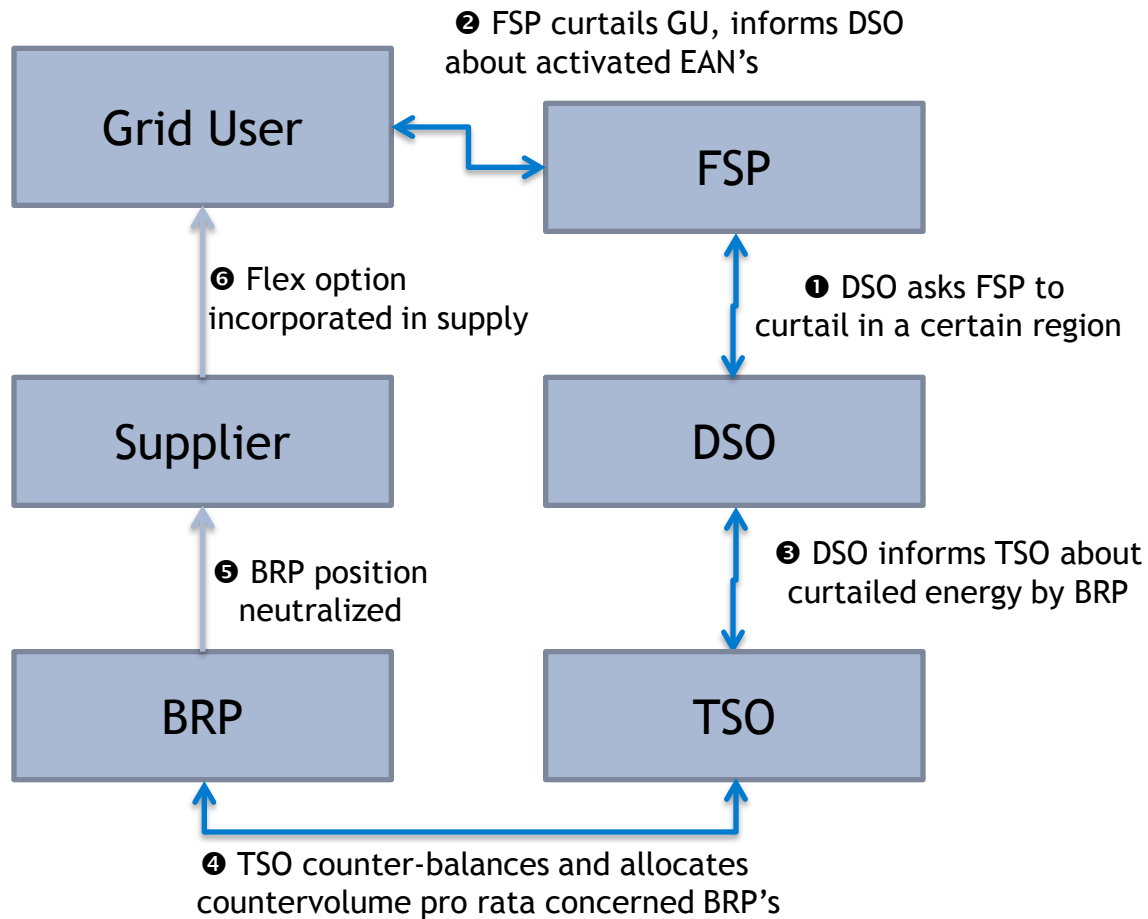
CENTRAL DISPATCHED CURTAILMENT



+ Impact on balancing market is neutralized
+ Activation flexibility is controllable

Examples:

- Flexible access for generation (volume based activation)
- Load shifting by DSO (volume based and price based activation)

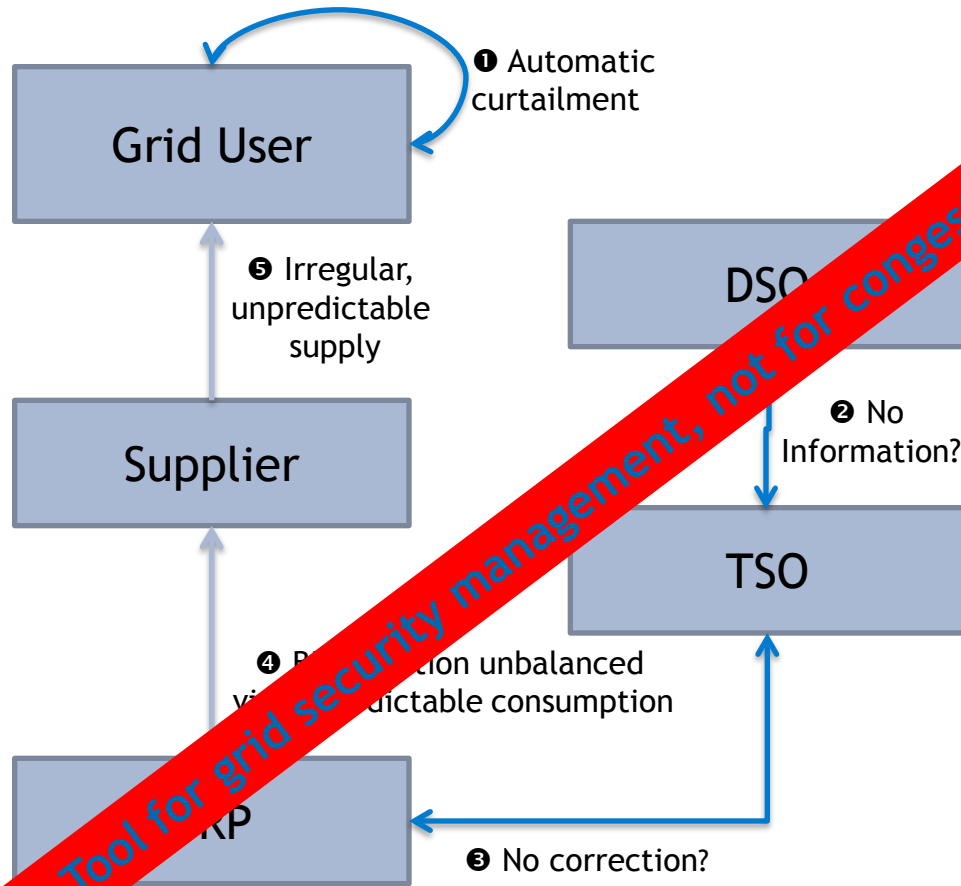


+ Impact on balancing market is neutralized
 + Activation flexibility is controllable
 + Development flexibility market

Example:
 - Commercial flexibility services offered by FSP to DSO



DECENTRAL DISPATCH CURTAILMENT



Tool for grid security management, not for congestion management

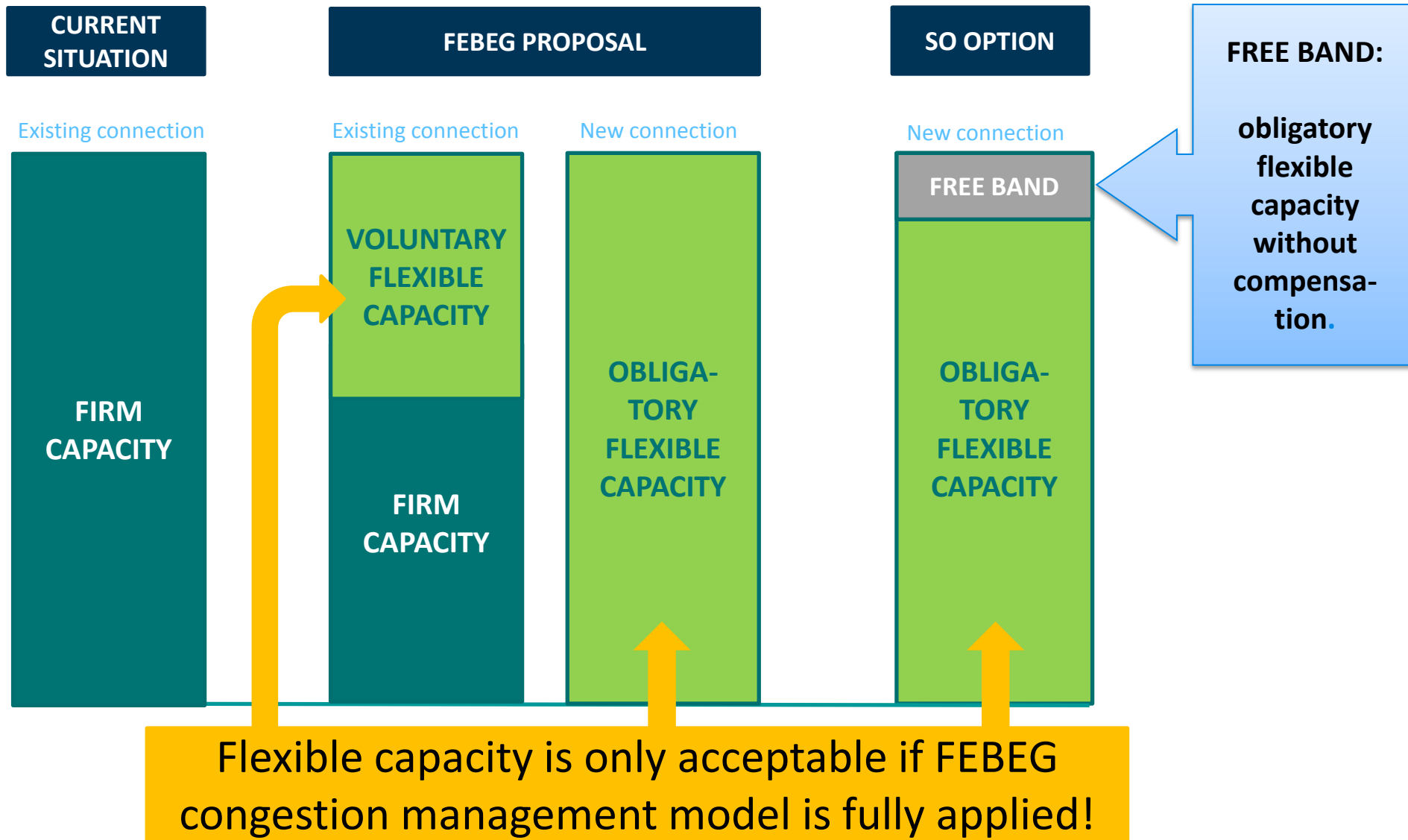
- Grid and risks
- Exposed to market parties
- High macro-economic costs
- Uncontrollable for grid user and SO
- Impact on balancing market
- High risk of chain reaction in system

Example:
 - Curtailment PV (automatic, frequency level)



- FEBEG congestion management model is based on neutralizing impact on balancing market ('redispatch')
- Model integrates options 'Central Dispatched curtailment' and 'Commercial flexibility'
- Inspired by Elia congestion rules in 'CIPU'
 - Outcome of learning curve
 - EU supported system
 - Respects the BRP-balancing obligation

Main goal: system balance is guaranteed (on BRP portfolio level) at all times





Categories	Contracts	Bids	Counter-balancing
Firm capacity	Existing and new contracts with firm capacity	No congestion bids	n.a.
Voluntary flexible capacity	Existing and new contracts with firm capacity	Voluntary congestion bid	Yes
Obligatory flexible capacity	New contracts with flexible access	Obligatory congestion bids	Yes
Free band	New contracts with flexible access	No congestion bid	No