

# Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique

**ULg – Montefiore Institute**  
**« Energy markets » - Lesson 9**  
**Jacques Gheury**  
**20 novembre 2019**

# Introduction

## La CREG

- Rôle
  - Rechercher un équilibre permanent
- Missions
  - Conseil auprès des autorités
  - Etude, avis & décision
  - Monitoring
- **Focus**
  - **Intérêt du consommateur**
- Domaines de compétence
  - Le niveau fédéral, avec quelques exceptions
- Organisation: une présidence et 3 directions
  - Approche pluridisciplinaire des dossiers



# Introduction - Agenda

- Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité
- Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique
  - Modèle de marché pour le transfert d'énergie
  - Amélioration de l'accès aux produits du GRT
  - Amélioration de l'accès aux marchés de l'électricité
- Et après...?

# Introduction - Document commun des 4 régulateurs belges (2014)

- 2013: les 4 Ministres belges de l'Énergie envoient chacun une lettre à « leur » régulateur sur la gestion de la demande
- FORBEG: décide de faire la réponse commune des 4 régulateurs
  - 2014: Document commun des 4 régulateurs belges (2014)
- Contenu
  - Synthèse du cadre réglementaire en place (Europe, fédéral, régional)
  - Aperçu des initiatives en cours en matière de gestion de la demande
  - Analyse du potentiel
  - Modes d'utilisation de la gestion de la demande

# Introduction - Document commun des 4 régulateurs belges (2014)

- Modes d'utilisation de la gestion de la demande
  - Principes
  - Organisation et rôles de marché
    - Introduction de nouveaux rôles de marché
    - Interactions entre les rôles
    - Propriété de l'énergie et rémunération équitable des acteurs
    - Level playing field
    - Méthodologie tarifaire
    - Mesures et comptages
    - Echange d'information & confidentialité
  - Mise en œuvre pour la réserve stratégique
  - Mise en œuvre pour les services commerciaux
  - Mise en œuvre pour les services « système » (balancing)
  - Mise en œuvre pour la gestion de la congestion dans les réseaux des GRD

# Introduction - Document commun des 4 régulateurs belges (2014)

- Principaux enseignements: les prérequis
  - Base légale/réglementaire nécessaire pour la gestion de la demande / *demand response*
    - Dont la définition de nouveaux rôles
  - Besoin d'un modèle de marché
- En arrière-plan : rôle de la **FLEXIBILITÉ**

# Introduction - Agenda

- **Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité**
- Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique
  - Modèle de marché pour le transfert d'énergie
  - Amélioration de l'accès aux produits du GRT
  - Amélioration de l'accès aux marchés de l'électricité
- Et après...?

# Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité

- Régulateurs
- GRT
- GRD (loi)
  - une personne physique ou morale désignée par l'autorité régionale compétente responsable de l'exploitation, de la maintenance et, si nécessaire, du développement du réseau de distribution dans une zone donnée et, le cas échéant, de ses interconnexions avec d'autres réseaux, et chargée de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité;
- Producteur (loi)
  - toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité, y compris tout autoproducteur
- Consommateur



# Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité

- Client (loi)
  - tout client final, intermédiaire, ou gestionnaire du réseau de distribution.
- Client final (loi)
  - toute personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage
- Intermédiaire (loi)
  - toute personne physique ou morale, autre qu'un producteur ou un gestionnaire de réseau de distribution, qui achète de l'électricité en vue de la revente
- Fournisseur (loi)
  - toute personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s); le fournisseur produit ou achète l'électricité vendue aux clients finals

# Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité

- BRP, responsable d'équilibre (loi)
  - toute personne physique ou morale chargée d'assurer l'équilibre entre les injections et les prélèvements inclus dans son portefeuille
  - RTF: renvoie à l'EBGL
    - le BRP est inscrit au registre des responsables d'équilibre
- Trader
- Bourse

# Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité

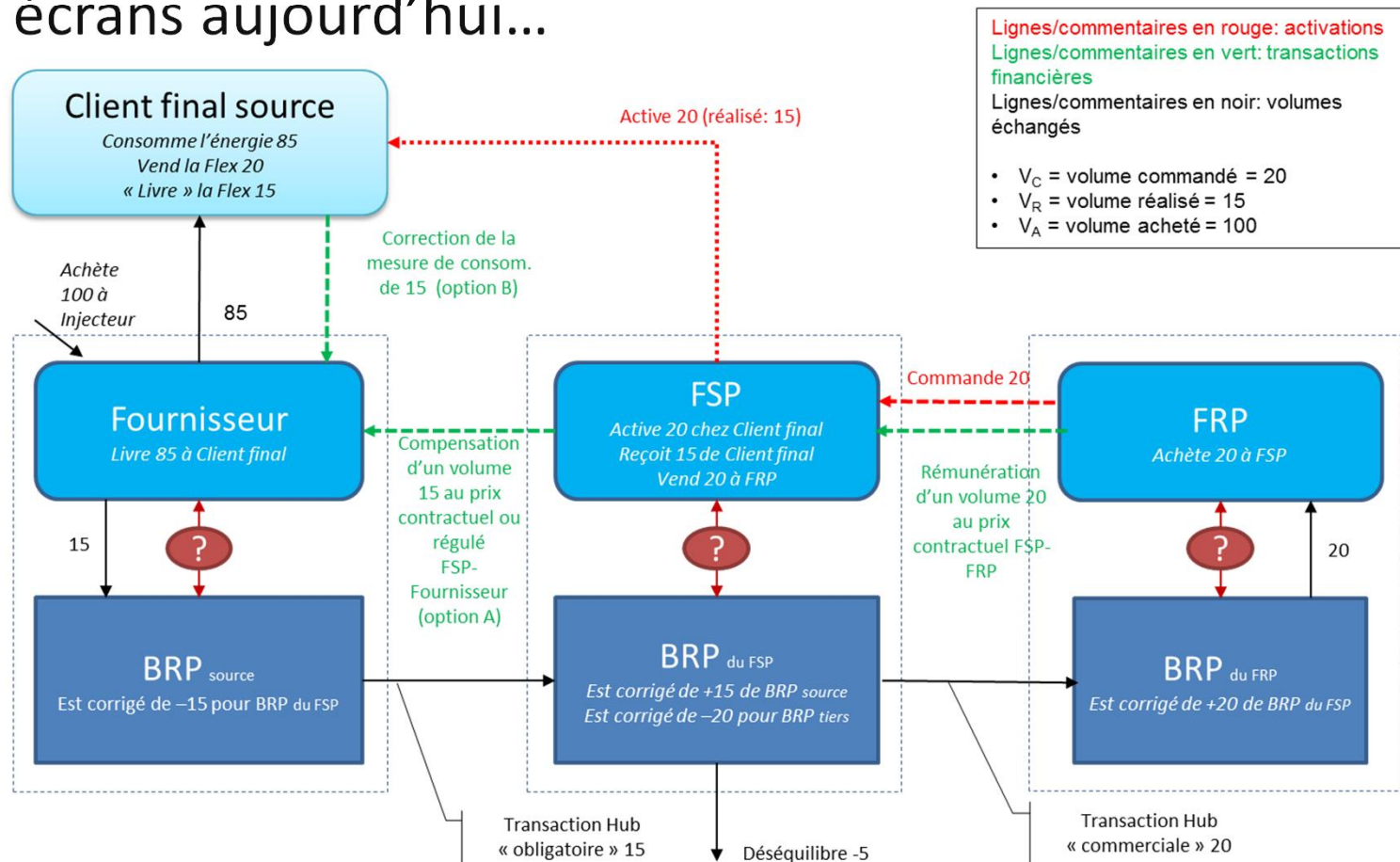
- BRP (EBGL)
  - acteur de marché ou son représentant choisi, responsable pour ses déséquilibres
- BSP (EBGL)
  - acteur de marché fournissant des services d'équilibrage (*balancing*) à un ou plusieurs TSOs dans une ou plusieurs zones de contrôle
- Agrégateur (EED)
  - fournisseur de services portant sur la demande qui combine des charges de consommation multiples de courte durée et les vend ou les met aux enchères sur les marchés de l'énergie organisés

# Introduction - Agenda

- Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité
- **Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique**
  - **Modèle de marché pour le transfert d'énergie**
  - **Amélioration de l'accès aux produits du GRT**
  - **Amélioration de l'accès aux marchés de l'électricité**
- Et après...?

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

- Sur vos écrans aujourd'hui...



# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Contexte légal

- Juin 2015: article 23, § 1<sup>er</sup>, 5<sup>°bis</sup> de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« loi électricité »)
  - La CREG est désormais chargée de prendre toutes les mesures raisonnables pour encourager les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à participer au marché de gros au même titre que les ressources portant sur l'offre.
- Premier paquet de mesures du Gouvernement fédéral en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique
  - La CREG est chargée d'examiner les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande.
- => Etude de la CREG, qui fait suite au rapport des 4 régulateurs de 2014

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Etapes de l'étude de la CREG

- Septembre 2015: première consultation publique sur les obstacles rencontrés & les pistes de solution
- Janvier 2016: rapport intermédiaire de l'étude 1459 sur « les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique »
- Janvier 2016: seconde consultation publique sur le modèle de marché proposé
- Mars 2016: workshop sur 4 thèmes
  - Prix de la compensation financière
  - Sous-comptage
  - Effet rebond
  - Phasage ou non de la mise en œuvre
- 13 mai 2016: version finale de l'étude 1459, avec les alternatives levées
  - Préparation d'un projet d'adaptation de la loi électricité

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Généralités (1/2)

- A cette époque, le client final pouvait valoriser sa flexibilité
  - auprès de son fournisseur
  - auprès du GRT
- **MAIS** quid de la valoriser
  - auprès d'un tiers différent de son fournisseur et de son BRP
  - en balancing, ID, DA
- => Modèle de marché proposé pour le « **TRANSFERT D'ÉNERGIE** »
  - 10 principes
  - 2 nouveaux rôles de marché
  - 1 schéma d'interaction entre les rôles



# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Généralités (2/2)

- Demande: consommation ou prélèvement?
- Quelle flexibilité de la demande?
  - Effacement
  - Augmentation
- Réfléchir en termes d'équilibre du système
- *Pour la simplicité de l'exposé: un seul cas examiné*
  - Effacement de demande
  - Dans la pratique: effacement et augmentation envisagés

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Les principes (1/2)



- **Principe 1** – tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer
- **Principe 2** – tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité
- **Principe 3** – le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité liée à la demande qu'il gère
- **Principe 4** – l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties. Ceci implique :
  - la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source
  - la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source
- **Principe 5** – la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Les principes (2/2)

- **Principe 6** – pour ce qui concerne la compensation financière, si elle n'est pas automatique, la négociation commerciale doit être privilégiée. Si celle-ci n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent pas être prises en compte
- **Principe 7** – du point de vue fonctionnement de marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par un gestionnaire de réseau soit indemnisée
  - *Pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, ce point relève de la compétence régionale*
- **Principe 8** – le client final est le détenteur de ses données de mesure et de comptage et peut les transmettre librement
- **Principe 9** – la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée
- **Principe 10** – une seule facture doit être transmise au client final pour sa consommation d'électricité

Consommateur

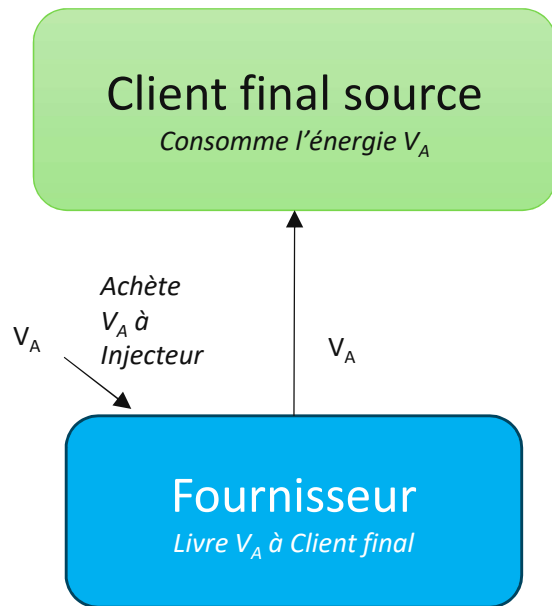
Consommateur    
Client final **source**



Client final source

Client final source

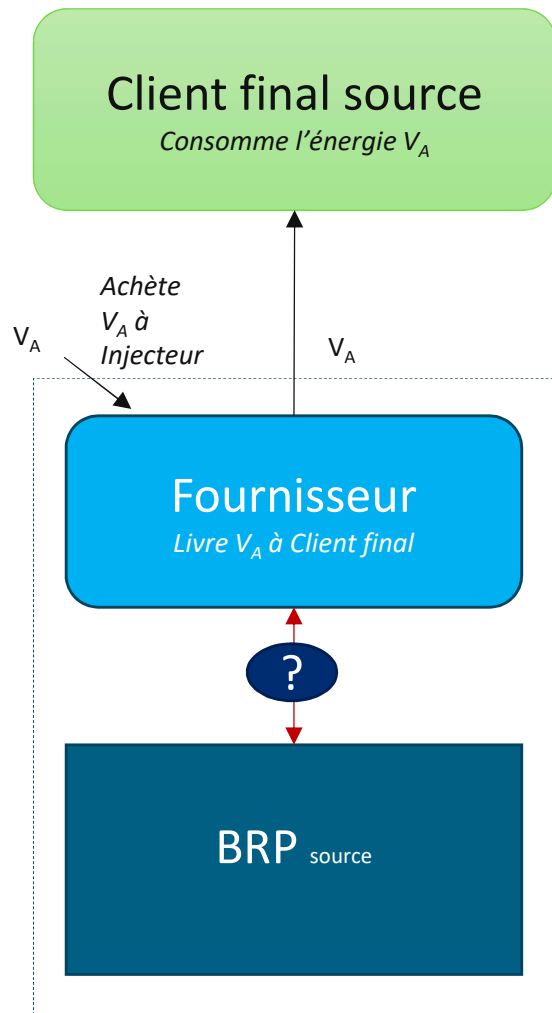
*Consomme l'énergie  $V_A$*



Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

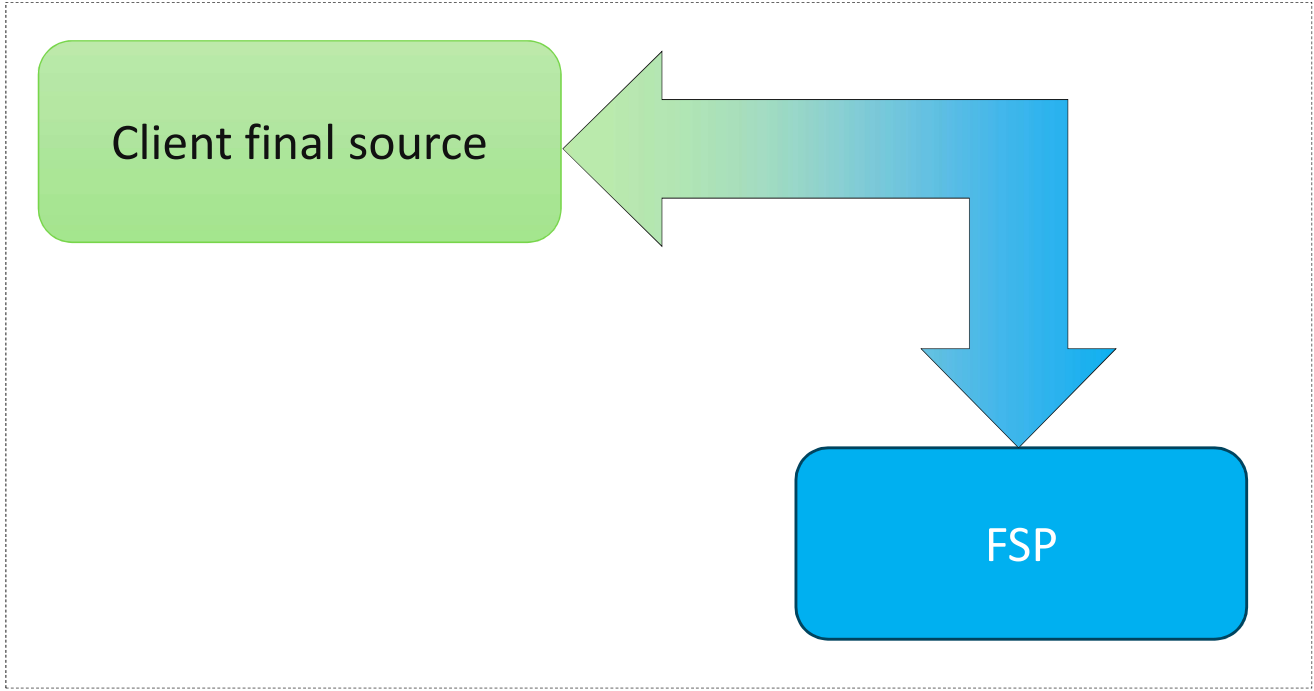
- $V_A$  = volume acheté & consommé





Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

- $V_A$  = volume acheté & consommé



**Client final source**  
*Vend la Flex  $V_C$*   
*« Livre » la Flex  $V_C$*

**FSP**  
*Active  $V_C$  chez Client final*  
*« Reçoit »  $V_C$  de Client final*  
*Vend  $V_C$  à FRP*

**FRP**  
*Achète  $V_C$  à FSP*

Active  $V_C$

Commande  $V_C$

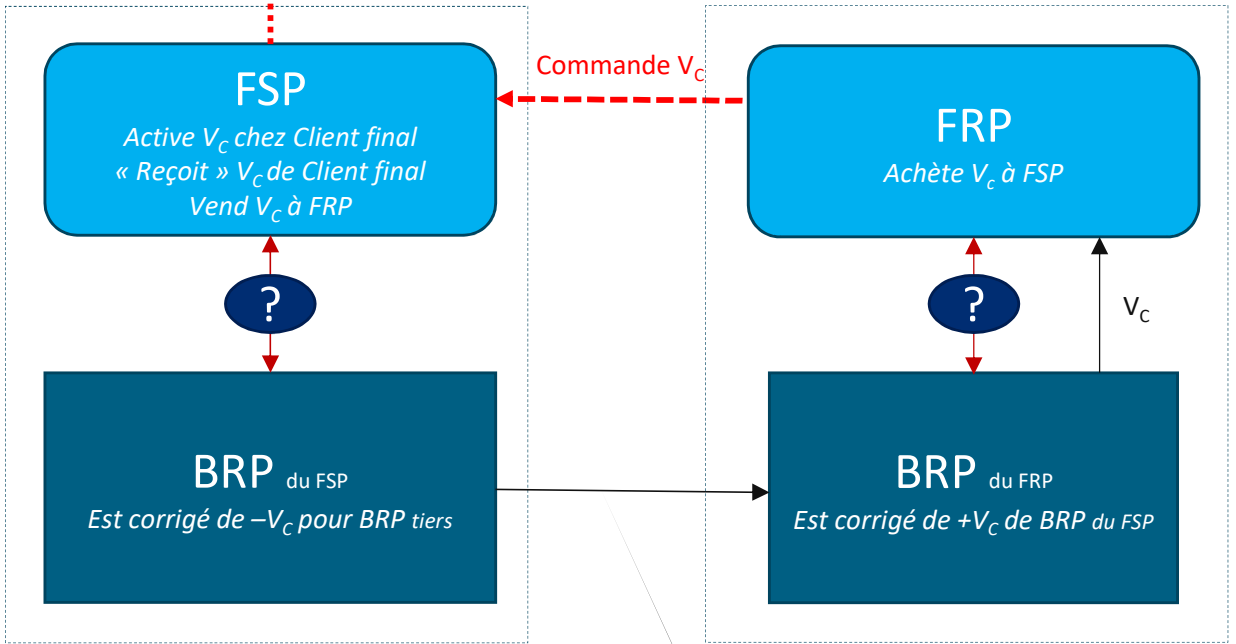
Lignes/commentaires en rouge: activations

- $V_C$  = volume commandé

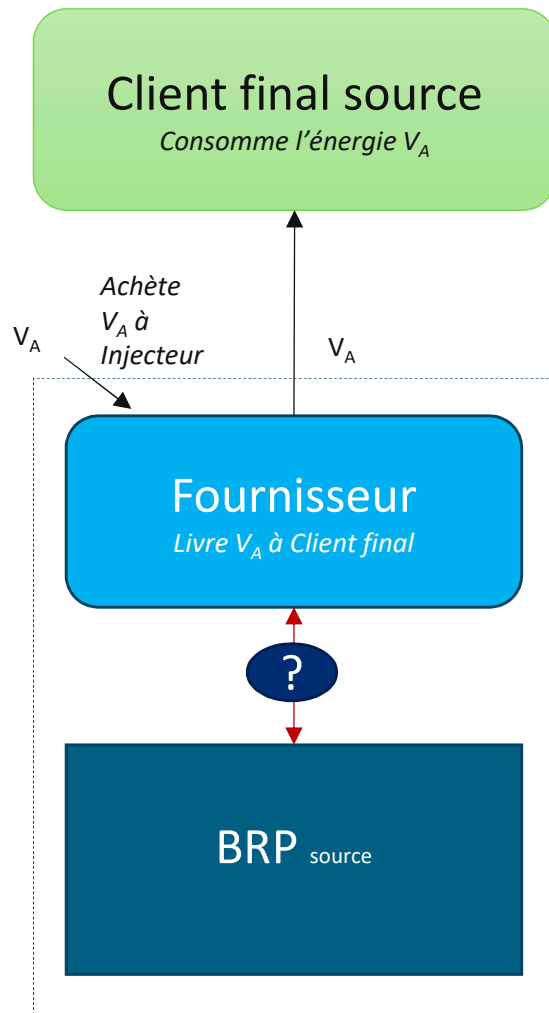
**Client final source**  
*Vend la Flex  $V_C$*   
*« Livre » la Flex  $V_C$*

Lignes/commentaires en rouge: activations  
 Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

- $V_C$  = volume commandé

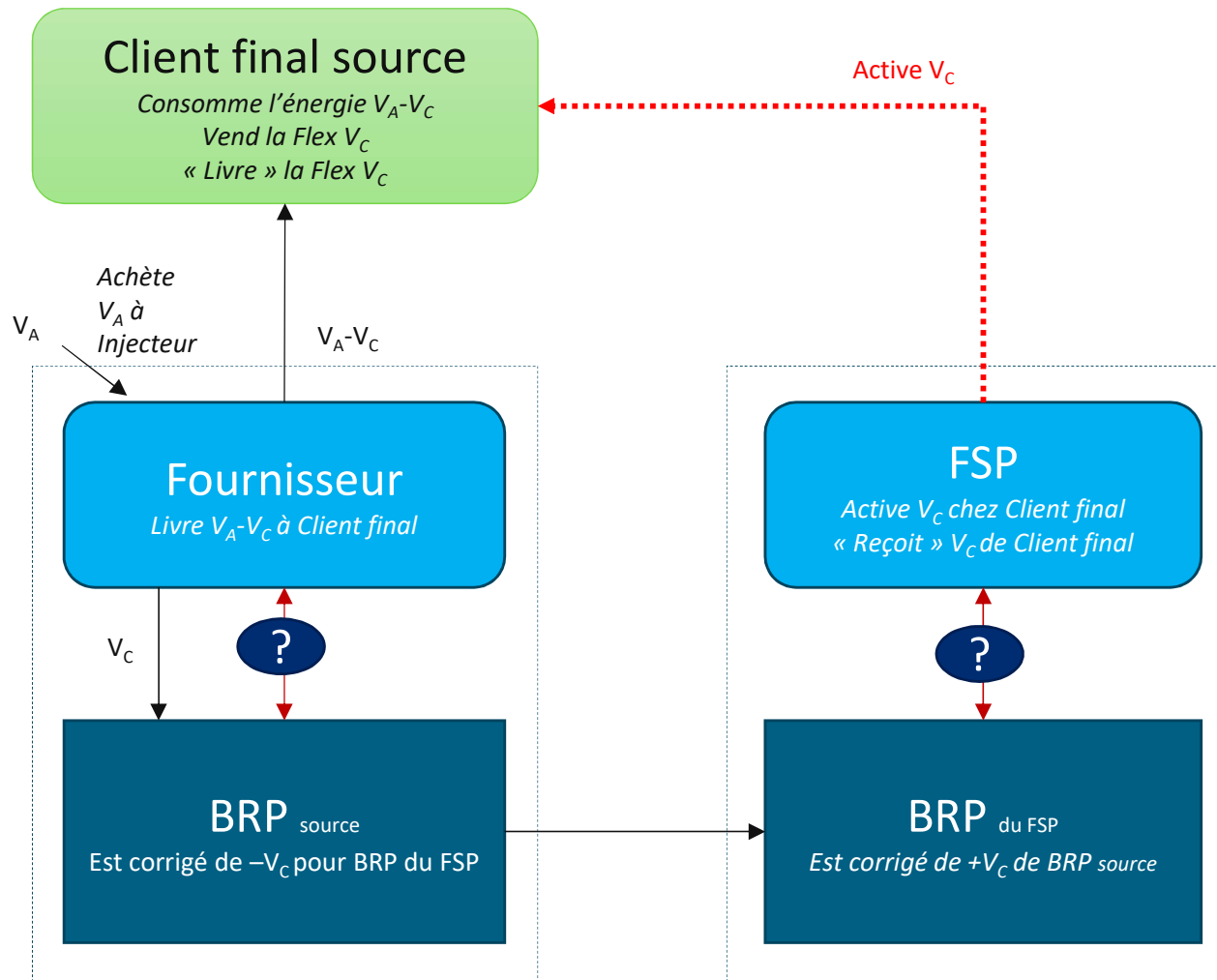


Transaction Hub  
 « commerciale »  $V_C$



Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

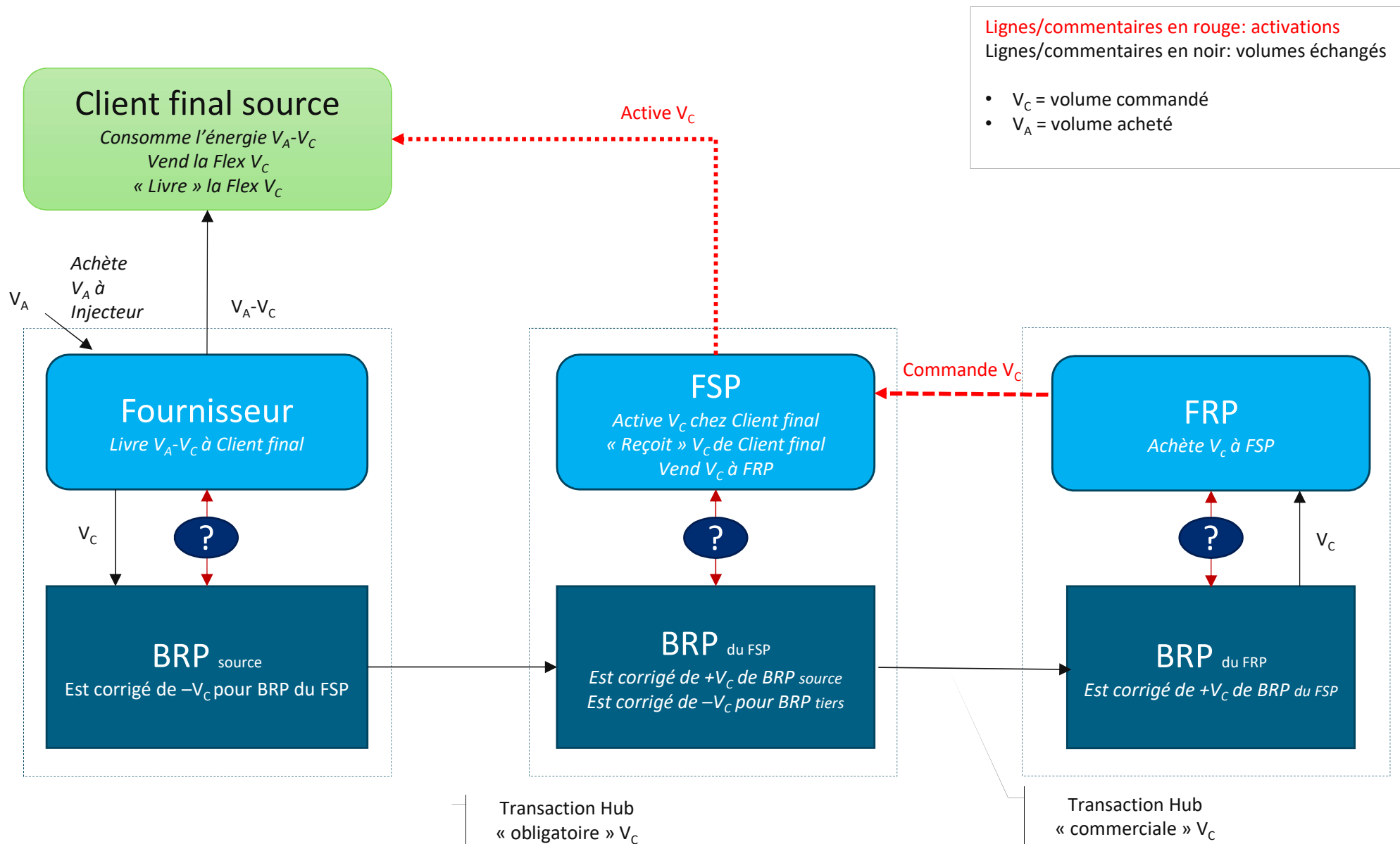
- $V_A$  = volume acheté & consommé

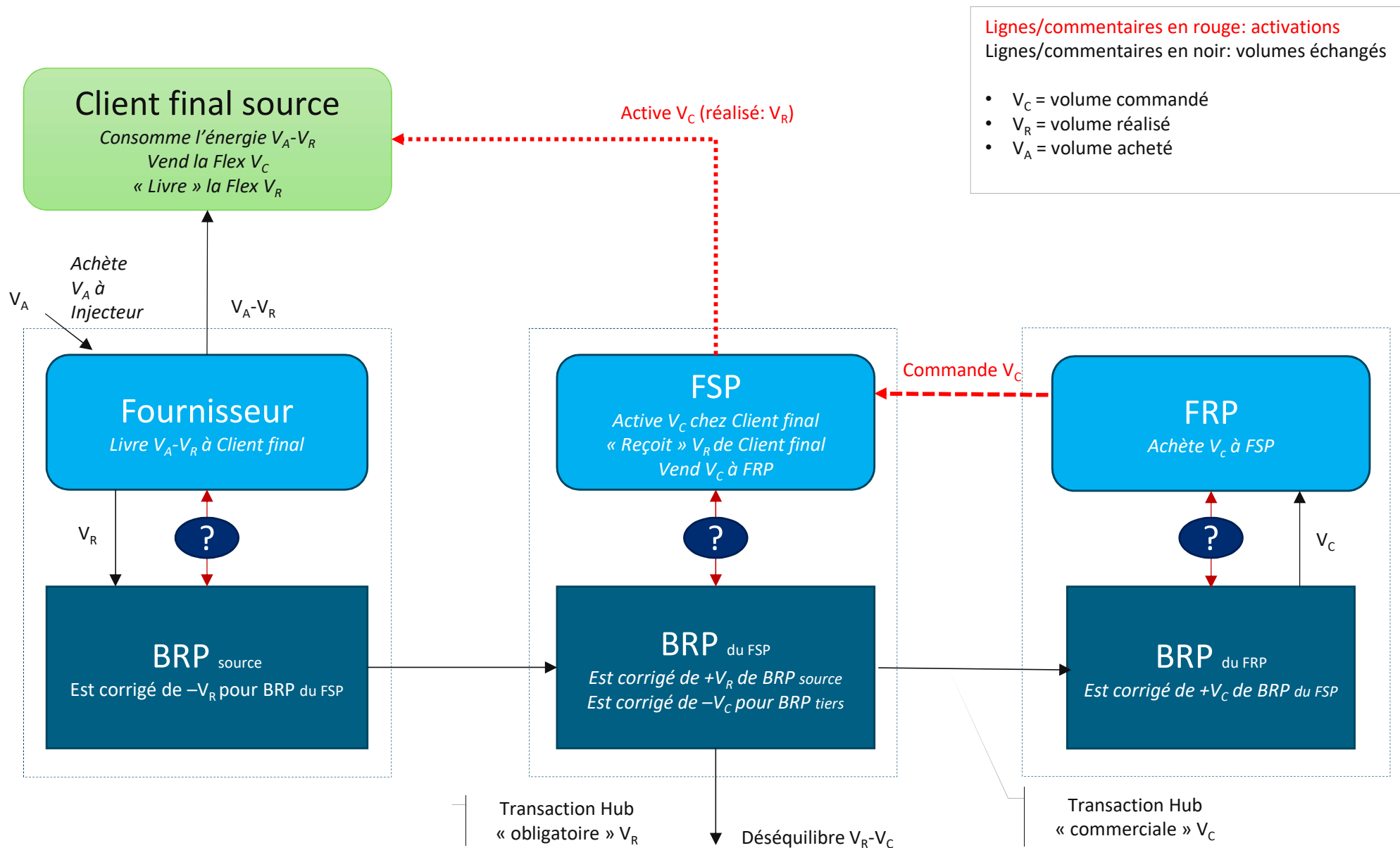


Lignes/commentaires en rouge: activations  
 Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

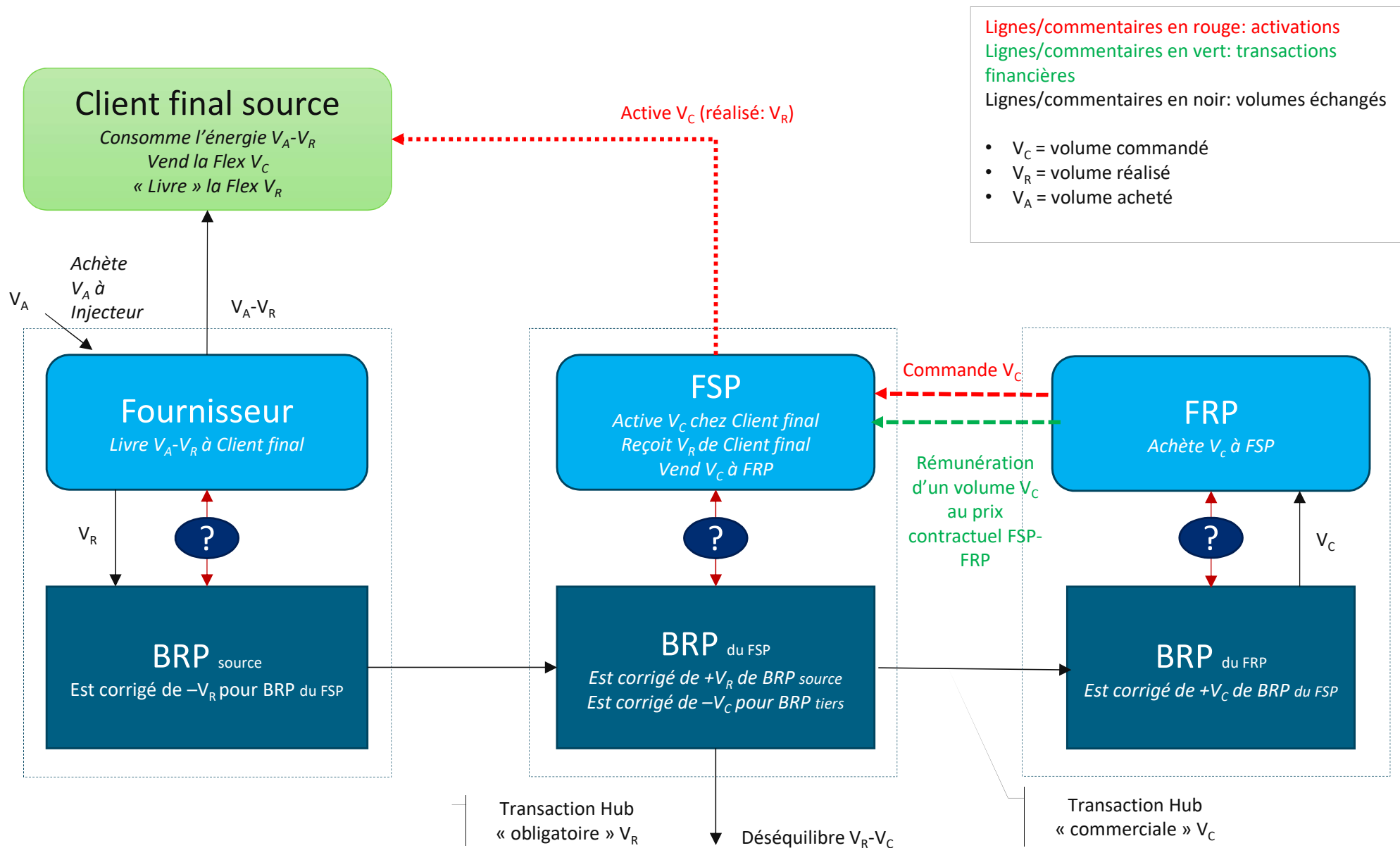
- $V_C$  = volume commandé
- $V_A$  = volume acheté

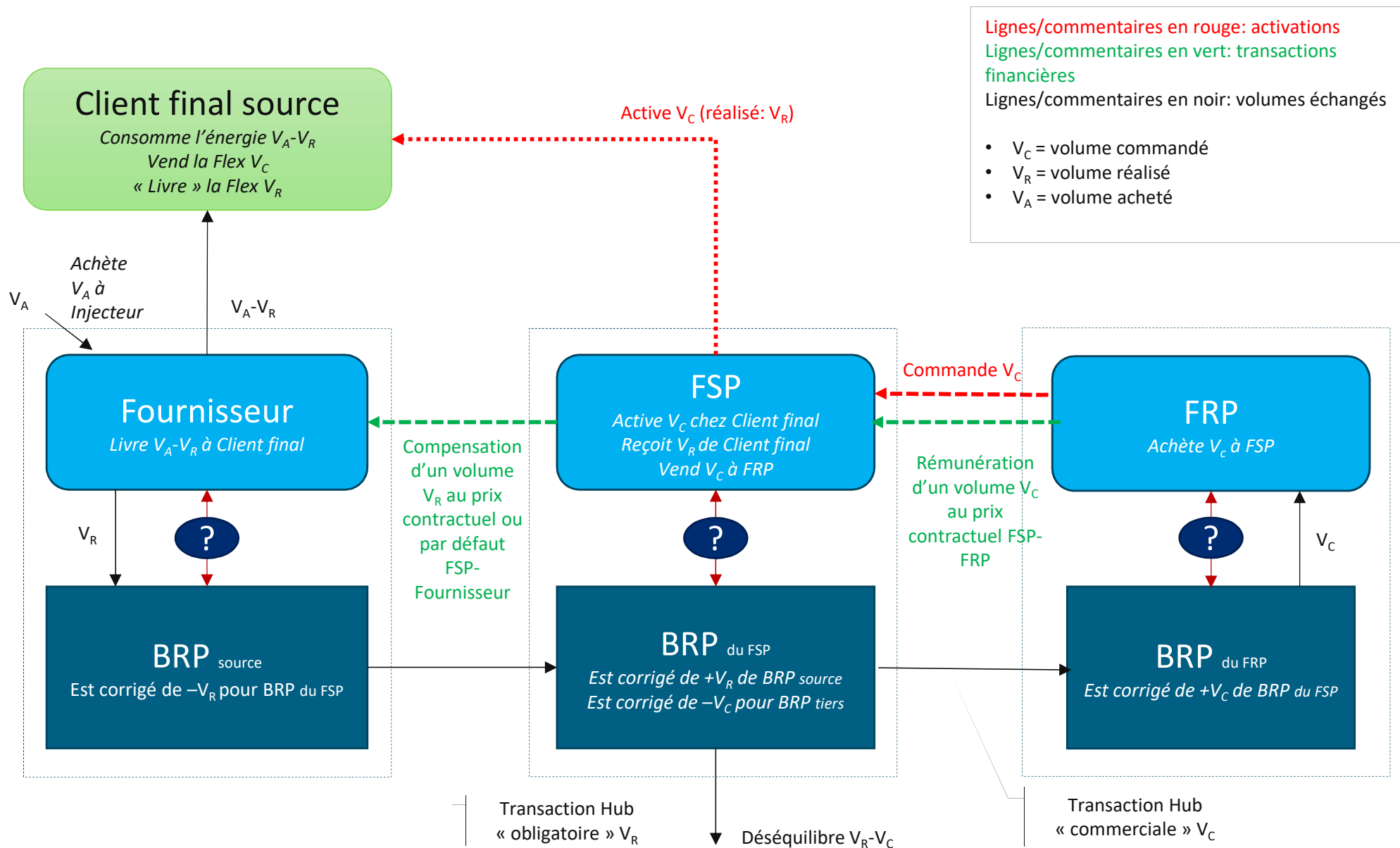
Transaction Hub  
 « obligatoire »  $V_C$

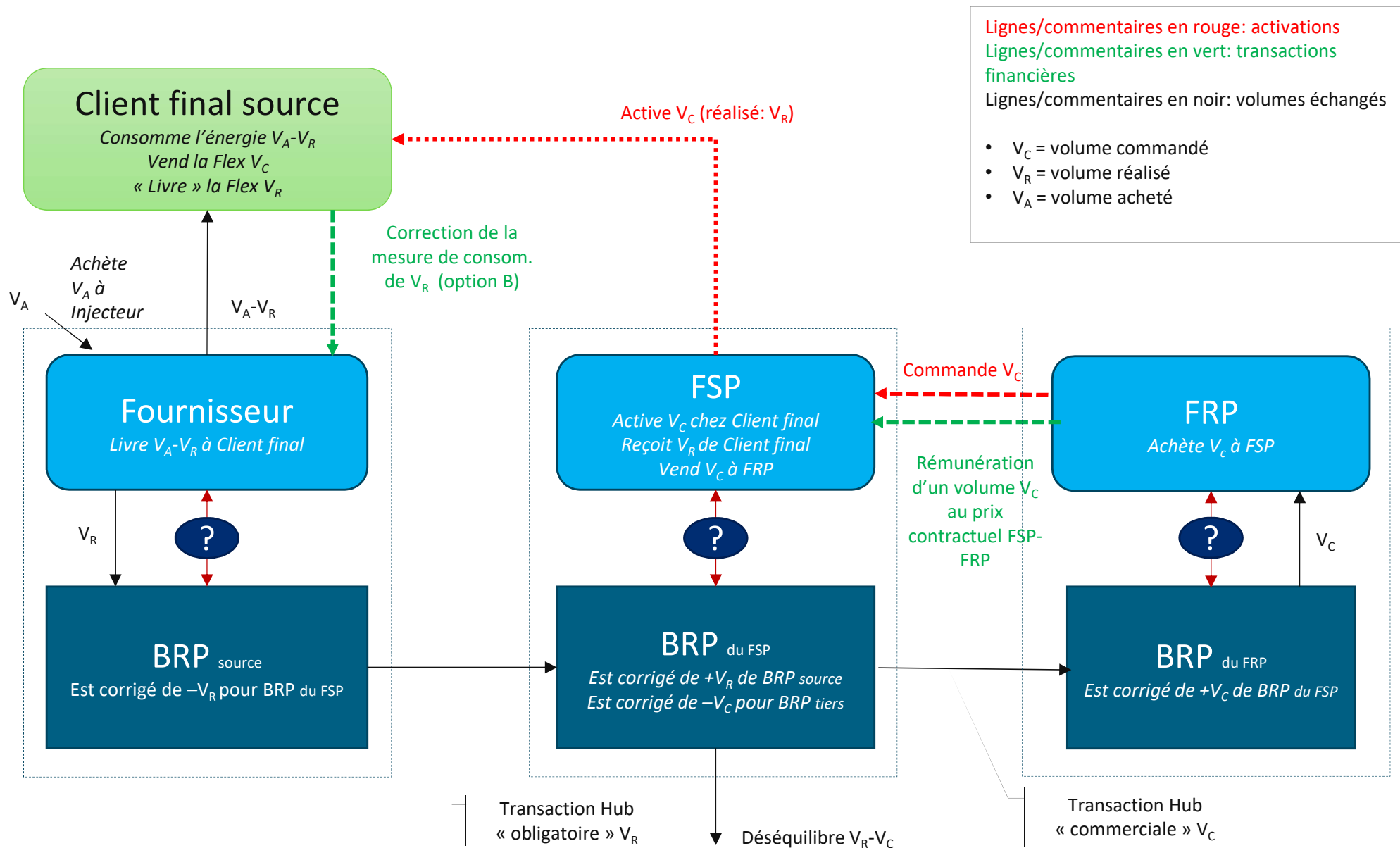


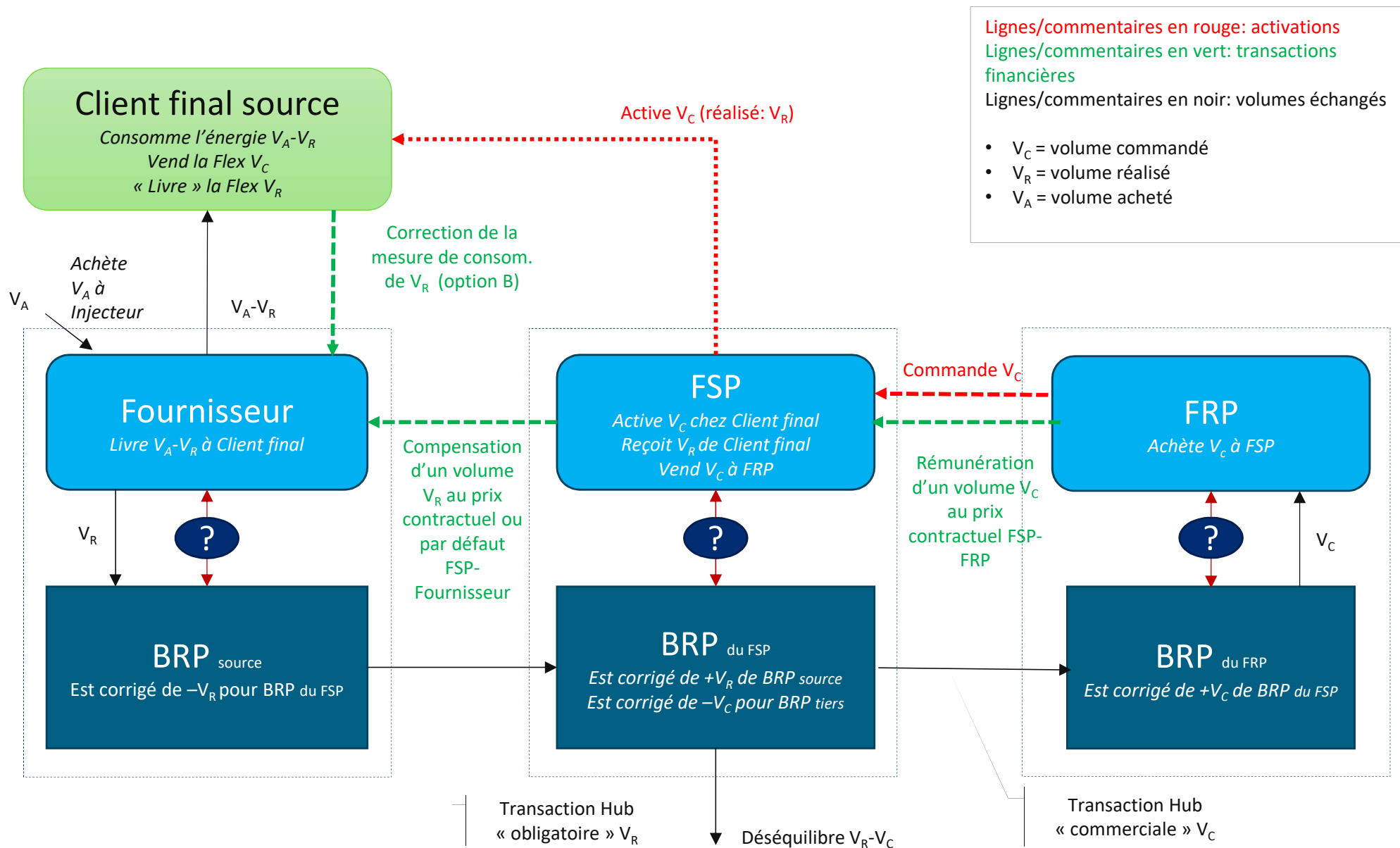


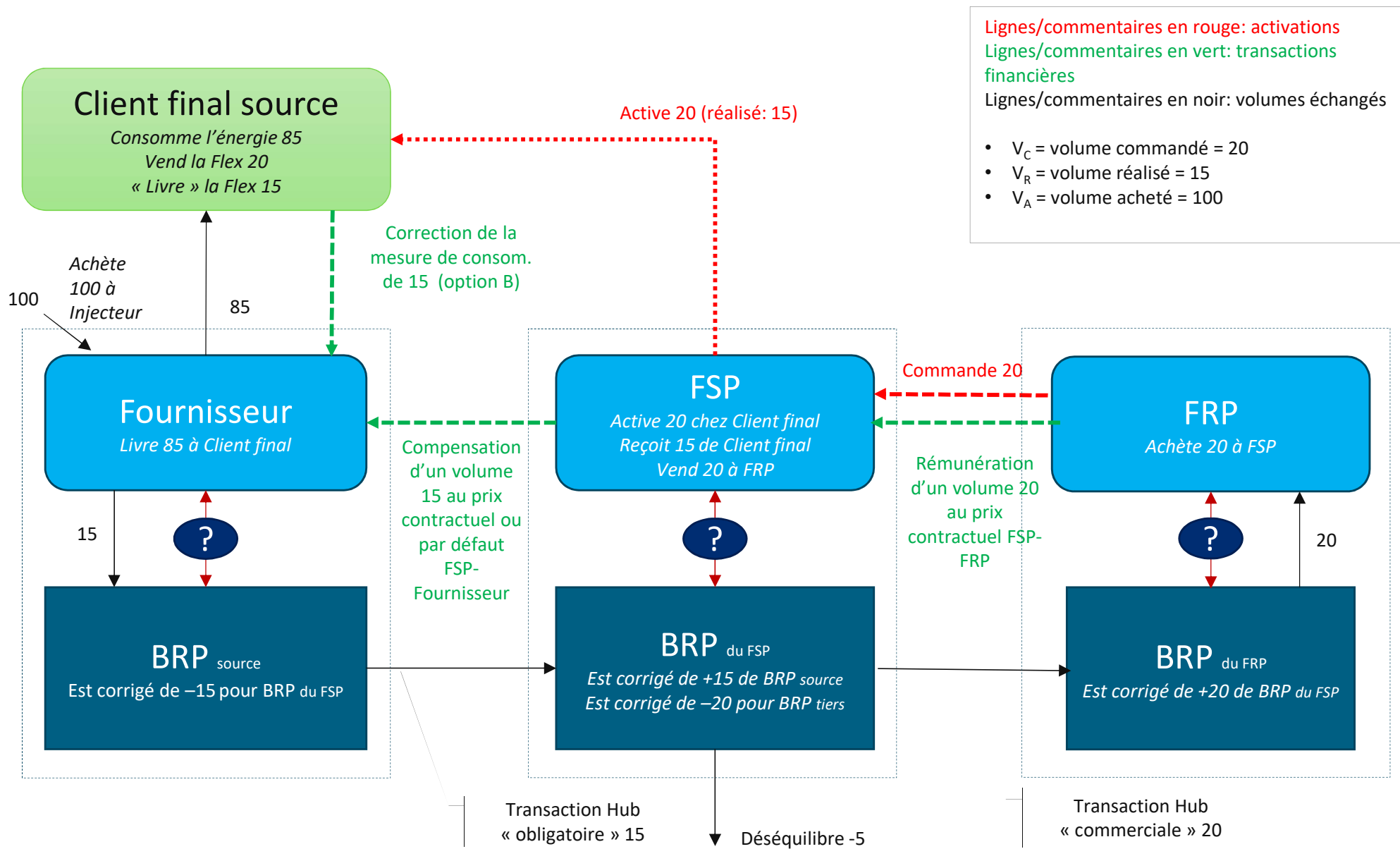












Lignes/commentaires en rouge: activations  
 Lignes/commentaires en vert: transactions financières  
 Lignes/commentaires en noir: volumes échangés

- $V_C$  = volume commandé = 20
- $V_R$  = volume réalisé = 15
- $V_A$  = volume acheté = 100

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Les nouveaux rôles

- 2 nouveaux rôles
  - **FSP** (*flexibility service provider*) – détenteur d'une licence de fourniture de flexibilité
  - **FDM** (*flexibility data manager*) – gestionnaire des données de flexibilité
- 1 terme générique:
  - **FRP** (*flexibility requestor party*) – acheteur de flexibilité
- Autres éléments
  - Détermination du volume
  - Mesures & comptages
  - Fixation du prix de la compensation financière
  - Quelques autres sujets (p.m.)

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Volume activé

- Interactions entre les rôles => 2 volumes activés
  - Volume « commandé »
    - Entre l'acheteur de flex (FRP) et le vendeur de flex (FSP)
    - Entre le vendeur de flex (FSP) et le client final « source »
    - Conventionnel (non mesuré), réglé par les procédures existantes
  - Volume « réalisé »
    - Par le client final « source »
    - Entre le client final « source » et le vendeur de flex (FSP)
    - Entre le vendeur de flex (FSP) et le fournisseur d'énergie (fournisseur « source »)

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Volume activé « réalisé »

- « Pourquoi ? » : importance de déterminer le volume « réalisé »
  - Volumes réellement transférés
  - Correction des périmètres d'équilibre
  - Détermination du montant de la compensation financière
    - Volume réalisé \* Prix unitaire de compensation
- « Comment ? » : détermination du volume « réalisé »
  - Différence entre le prélèvement mesuré (« réalisé ») et ce qui aurait été prélevé sans activation de la flexibilité (« prévu »)
  - Réalisé => mesures et comptages
  - Prévu => prélèvement de référence (« *baseline* »)



# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Volume activé « réalisé »

- Baseline (prélèvement de référence)
  - Evaluation basée sur l'historique de prélèvement
  - Pourrait être différente pour les différents horizons de temps (DA, ID, balancing)
  - Pourrait être différente par type de prélèvement
  - Différentes méthodes appliquées actuellement en Belgique
    - Historique récent
    - Nomination
    - X de Y
  - Problème complexe, reste à approfondir
    - Des solutions existent et sont utilisées (aux USA par exemple)

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Mesures et comptages

- Nouveau rôle : Flexibility Data Manager – FDM
- Acteur unique (au niveau fédéral ?)
- Missions du FDM (1/2)
  - Certification des mesures et comptages (appareils de mesure et communication)
  - Acquisition et gestion centralisées des données
  - Validation des données de mesure et comptage
  - Calcul des baselines
  - Calcul des volumes
  - Respect de la confidentialité
    - Agrégation des volumes selon différents critères: par FSP, par Fournisseur source, par BRP

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Mesures et comptages

- Missions du FDM (2/2)
  - Correction des mesures de prélèvement (option B)
  - Correction des périmètres d'équilibre du BRP source et du BRP du FSP
    - Introduction d'une transaction sur le hub ex-post d'Elia
    - La correction des périmètres d'équilibre des BRP du FSP et du FRP est faite par ceux-ci
  - Envoi des volumes, agrégés en conséquence, aux différents acteurs
    - GRT, GRD, FSP, Fournisseur sources, BRP sources
    - Données quasi RT au BRP source, au FSP et à son BRP du FSP, au GRT et au(x) GRD (sécurité et le contrôle)
    - Ex post pour la facturation au fournisseur source, au FSP et à son BRP (facturation)
  - Doit faire l'objet d'un audit permanent de validation technique
    - Pas d'autre moyen de vérification de la part des fournisseurs et BRP sources

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Compensation financière

- Détermination du montant de la compensation financière
  - Entre FSP et Fournisseur source
  - Volume \* Prix unitaire
  - Sous la responsabilité des acteurs concernés: FSP et Fournisseur source
- Fixation du prix de la compensation financière
  - Contraintes: la confidentialité
    - De l'identité du Client final source
    - Du prix de fourniture au Client final source
  - Plusieurs options pour la détermination du prix de la compensation

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Prix de la compensation

- **Option A** : Compensation directe FSP – Fournisseur
  - Principe de base : favoriser la relation contractuelle
  - **Option A.1** - Prix de vente du fournisseur au consommateur final (incluant une marge bénéficiaire)
    - N'est applicable que si le fournisseur accepte la divulgation du prix de vente => probablement peu d'applications
  - **Option A.2** – Prix convenu (négocié) entre Fournisseur et FSP
    - En cas de désaccord endéans un temps préalablement défini, solution de repli obligatoire
  - **Option A.3** – Formule par défaut = Formule régulée basée sur des indices de marché
    - => Analyse de cette option avec solution de repli : voir plus loin

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Prix de la compensation

- **Option B** : Compensation entre client final – fournisseur
  - Principe de base : correction par le FDM de la mesure de consommation
    - $V_C$  remplacé par la baseline
  - Avantage : compensation au prix de fourniture
- **Option B.1** - Pour mémoire
- **Option B.2** – Facture scindée entre composante énergie et composante tarif de réseau, surcharges et taxes
  - Problème: confidentialité
    - lorsque le fournisseur ou son BRP dispose par ailleurs des données réelles de mesure ou de comptage
    - lorsque le client final désigne son fournisseur comme détenteur d'accès
  - Solution: ne l'appliquer que quand cela ne pose pas de problème de confidentialité

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## « Option A.2+A3: le retour »

- Analyse de l'option A.2
  - Quels sont ses avantages?
  - Quels sont ses points faibles?
- Analyse de l'option A.3
  - [ Pourquoi (est-elle nécessaire)? ] => Voir ci-dessus
  - Quels sont ses avantages?
  - Quels sont ses points faibles?
  - Nécessité de fixer une durée minimum de négociation avant son application automatique?
  - Risque que le prix (régulé) influence le marché?
  - Que devrait refléter le prix de la compensation?
    - Formule: composantes? Marge?
    - Formule: caractéristiques?
    - Formule: comment éviter le risque de favoriser une des deux parties?
  - La compensation financière doit-elle tenir compte du moment de l'activation?

# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Quelques autres sujets

- Sous-comptage (*meter behind the head meter*)
  - Principe
  - Avantage
  - Problème potentiel
  - Solution
- Effet rebond
  - Principe
  - Problème potentiel
  - Solution



# Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Quelques autres sujets

- Utilisation de la flexibilité sur les prélèvements par les GRD (le GRT le fait déjà...)
  - Ne relève pas de la compétence de la CREG
  - Principe mis en avant par les GRD: pouvoir empêcher l'activation de la flexibilité (refus d'activation) quand **risque pour la sécurité du réseau**
    - => les GRD veulent une vue complète sur la flexibilité (registre d'accès, registre des activations)
  - Question:
    - Indemnisation en cas de refus d'activation par le GRD?
    - Si indemnisation, à quel prix: marché ou régulé?
  - Enjeu:
    - Tarifs des GRD
    - Justification économique des renforcements du réseau (analyse coûts-bénéfices)
    - Pourrait être un obstacle à la participation de la flexibilité localisée en distribution aux marchés de l'électricité

# Amélioration de l'accès aux produits du GRT

## Etude rapide du produit R3 flex pour les ressources non-CIPU

- Réservation rémunérée, activation non rémunérée
- Diverses autres contraintes
  - durée max d'activation,
  - nombre max d'activations
  - délai minimum entre 2 activations successives
- Non-corrrection du périmètre d'équilibre du BRP

## Portefeuille d'un BRP « X »

(MW)	Sans activation de R3 flex non-CIPU	Avec activation de R3 flex non-CIPU
Injection (A)	100	100
Prélèvement original (B)	100	100
Activation de R3 flex (C)	0	10
Prélèvement final (B-C)	100	90
Déséquilibre (A-(B-C)) du portefeuille	0	+10 = « long » → Payé par les ARP « courts »

# Amélioration de l'accès aux produits du GRT

- **Obstacles (situation 2016)**
  - Absence de *level playing field* entre production et consommation dans les produits de balancing
    - Correction du périmètre d'équilibre
    - Structure de la rémunération de la flexibilité
      - Réserve
      - Activation
    - Exigence de disponibilité

Produit	Ouverture à la demande	Correction du périmètre
R1 200	-	+
R1 100	-	+
R1 up	+	-
R1 down	-	-
R2 up	-	+
R2 down	-	+
R3 prod	-	+
R3 DP	+	-
R3 ICH	+	+
ID bids	-	+
SGR	-	-
SDR GRT	+	+
SDR GRT CDS	+	-
SDR GRD	+	-

Produit	Réserve	Activation	Disponibilité
R1 200	+	-	100%
R1 100	+	-	100%
R1 up	+	-	100%
R1 down	+	-	100%
R2 up	+	Prix plafond défini	100%
R2 down	+	Prix plancher défini	100%
R3 prod	+	+	100%
R3 DP	+	-	100%
R3 ICH	+	Formule contractuelle	>80% en moyenne
ID bids	-	+	100% ; ajustement du volume en fonction de la production réelle au moment de l'activation
SGR	+	+	100% - 1 semaine
SDR	+	+	Aucune exigence

# Amélioration de l'accès aux produits du GRT

- Solutions:
  - Level playing field entre technologies
    - Migrer vers des produits « *technology neutral* » production – demande (– stockage)
  - Rester attentif aux évolutions du marché européen du balancing et de sa réglementation (produits standards)

# Amélioration de l'accès aux produits du GRT

- R1 / FCR
  - Ouverture aux produits « non CIPU » (demande & petite production décentralisée) pour les produits de R1 symétrique & R1 down
- R2 / aFRR: ouverture
  - Ouverture aux produits « non CIPU »
- R3 / mFRR
  - Réorientation de la définition
    - level playing field entre technologies
    - diminution du nombre de (sous-)produits
    - diminution de la maturité (offres CT)
    - prix d'activation & merit order pour tous les produits => correction du périmètre d'équilibre
- Bid ladder
  - Mise en place & ouverture à toutes les technologies

# Amélioration de l'accès aux (autres) marchés de l'électricité

- Ne considère pas des marchés à plus long terme que le DA
  - Autres solutions pour ces marchés (options,...)
- => DA & ID
  - Accès au statut de BRP
  - Maturité des produits:
    - Actuellement horaire. Pourquoi?
    - Définition de produits ¼ horaires? Pourquoi?
  - Belpex DAM
    - Produits tenant mieux compte des contraintes spécifiques de la demande?
  - Belpex CIM
    - Constat: problèmes de liquidité, malgré la possibilité de *liquidity provider*
    - Continuité
  - Faciliter la continuité DA => ID => balancing

# Introduction - Agenda

- Rôles dans les marchés belges organisés de l'électricité
- Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique
  - Modèle de marché pour le transfert d'énergie
  - Amélioration de l'accès aux produits du GRT
  - Amélioration de l'accès aux marchés de l'électricité
- **Et après...?**

# Loi « flex »

- 19 juillet 2017: adaptation de la loi « électricité »
  - Nouveaux articles 19bis & 19ter
- 2 nouvelles définitions
  - Opérateur de service de flexibilité (FSP)
  - Flexibilité de la demande
- 3 principes
  - Droit de valoriser sa flex & libre choix du fournisseur ou FSP
  - Propriété des données de flex & libre disposition
  - FSP ~ BRP pour gestion de l'équilibre de la flex



# Loi « flex »

- Aspects « volumes » (1/2)
  - Définition du **transfert d'énergie (ToE)**
    - *« une activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur »*
  - Règles organisant le ToE via un FSP
    - Proposition d'Elia, après consultation du marché
    - Approbation de la CREG, après concertation avec les autorités régionales compétentes
  - Marchés visés: DA, ID, RS & balancing (sauf R1/FCR)

# Loi « flex »

- Aspects « volumes » (2/2)
  - Règles organisant le ToE via un FSP
    - Principes de détermination du volume de flex activé
    - Principe de correction du déséquilibre
    - Echanges d'information & données nécessaires au ToE
    - Phasage de la mise en œuvre du ToE
  - Elia est chargée de la gestion des données de flex dans le cadre du ToE
    - Collecte, vérification, traitement & transmission des données, **avec respect de la confidentialité des données commercialement sensibles**
    - Suivi et monitoring du marché + indices de manipulation => CREG
    - Pour ce qui concerne les clients raccordés en distribution : en collaboration avec les acteurs chargés de la gestion de la demande par les autorités régionales compétentes
  - Coûts additionnels pour Elia: réglé dans la méthodologie tarifaire

# Loi « flex »

- Autres aspects
  - A fixer par la CREG, après consultation du marché
    - Règles à suivre pour la rémunération de l'énergie transférée
    - La ou les formule(s) de détermination du prix de transfert par défaut
    - Les mécanismes de garanties financières et contractuelles à obtenir du FSP
  - Si la négociation commerciale entre acteurs n'aboutit pas
    - La CREG applique la ou les formule(s) de détermination du prix de transfert par défaut
    - Après consultation des acteurs concernés
  - A établir par la CREG
    - Un modèle de clauses standards applicables entre le FSP et le fournisseur à défaut d'accord sur les modalités de leur relation contractuelle

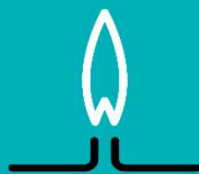
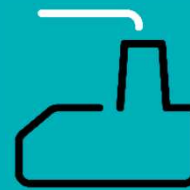
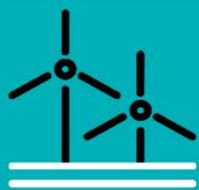
# Etat des lieux en novembre 2019

- ToE rules
  - Marchés actuellement visés (approbation par la CREG en 2018) : activation
    - Offres libres de R3 / mFRR (« Bidladder »)
    - Offres de mFRR réservée
    - SDR
  - *Merit order* unique des offres libres & des offres réservées de mFRR standard
  - *Merit order* séparé des offres de mFRR flex
- Autres aspects
  - Décision (B)1677 de la CREG du 15 mars 2018
    - Formule de prix de transfert à défaut d'accord entre les parties
    - Clauses contractuelles par défaut
    - Garantie bancaire

# Etat des lieux en novembre 2019

- Evolution étudiée (Elia, 2018)
  - Extension au marché des bids de R2 (aFRR)
    - Conclusion d'Elia
      - La solution via les contrats *pass through* couvre la majorité des besoins actuels
    - Position à réexaminer en 2019 → Reste à faire cette année
- En cours
  - Proposition d'Elia à la CREG pour l'ouverture aux marchés de l'aFRR et de la mFRR via les contrats *pass through*
    - En phase d'examen à la CREG pour approbation
  - Extension aux marchés *day ahead* et *intraday* (étude d'Elia, 2019)
    - En phase de finalisation chez Elia

# CREG



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz