Pas de règlement des écarts à 15 minutes

Restitution de l'appel à contributions

31 janvier 2020

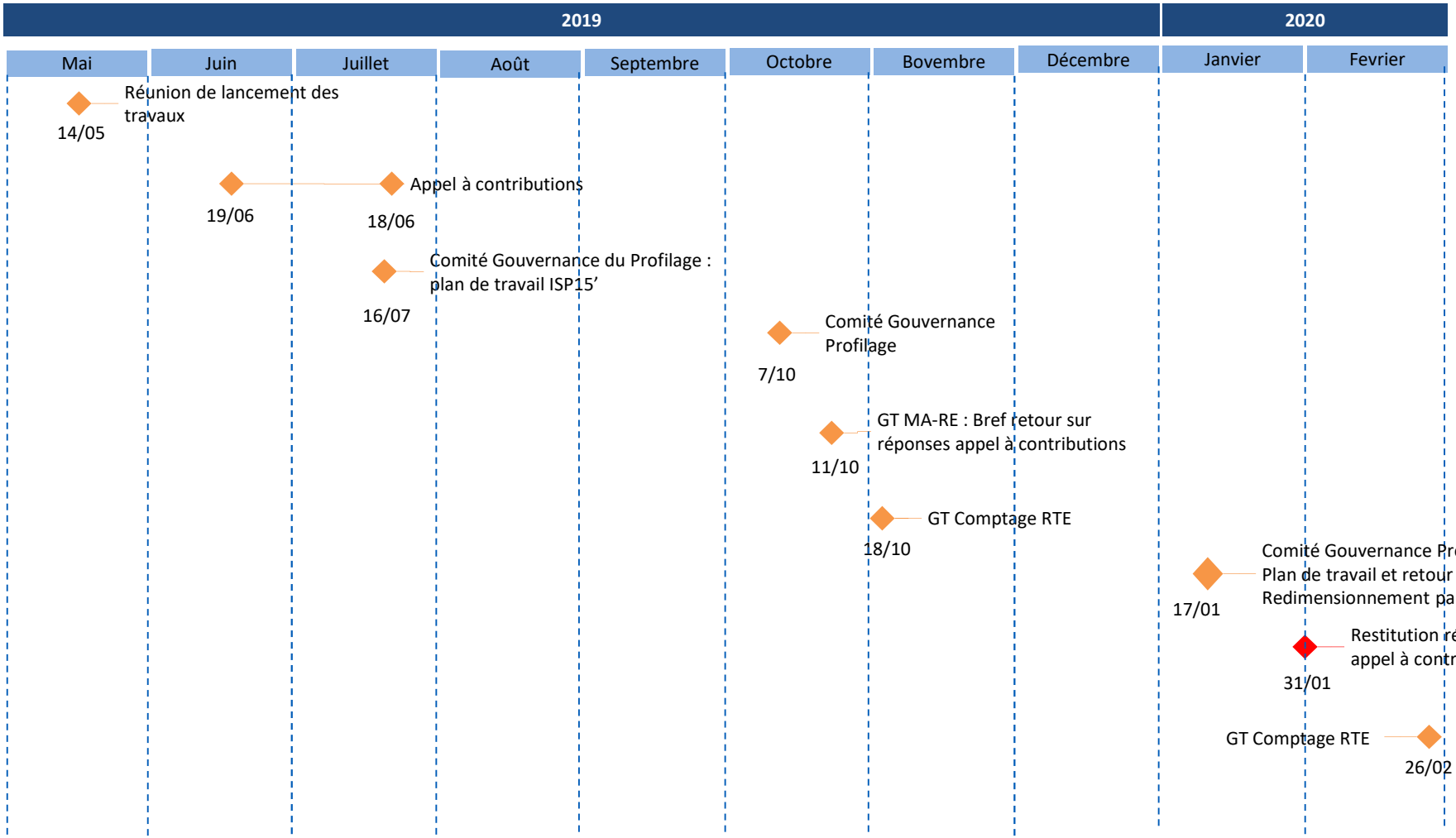
Sommaire

1. Point de situation

2. Réponses à l’appel à contributions

3. Calendrier de concertation

Point de situation



Sommaire

1. Point de situation

2. Réponses à l’appel à contributions

3. Calendrier de concertation

Résultats Appel à contributions ISP 15’

- Thèmes abordés :
  - Domaines impactés par la mise en œuvre du nouveau pas de règlement des écarts
  - Calendrier de mise en œuvre
  - Durée et contenu de la phase de fonctionnement à blanc et profondeur d’historique
  - Principes de mise en œuvre (Distribution HTA et BT>36kVA, BT<= 36 kVA, Transport)
  - Organisation et planning de la concertation

- Destinataires : 160
  - Participants CGP , GT RE-MA, GT Comptage,
  - Acteurs présents lors de l’adhoc du 14 mai ou ayant signalé un intérêt pour le sujet

- Réponses : 6
  - EDF, ENGIE, CNR, ALPIQ, ENERCOOP
  - ELD (UNELEG, SICAE, ELE, ANROC)

Domaines impactés, principes de mise en œuvre

- Consensus sur les grands principes de mise en œuvre proposés (Granularité 15’ sur toute la chaîne, mesures à 5 ’ sur les HTA et BT>36 kVA, mesures à 15’ sur les BT<36 kVA, minimisation des impacts sur les autres processus)
  - Avec possibilité de déroger, pour une durée limitée, à la granularité 15’ sur l’ensemble de la chaines (Produire des données au pas 15’ en interpolant des données à 30’ si nécessaire)
  - Deux acteurs posent la question de l’homogénéisation, à terme, des pas de production des bilans et de facturation des dépassements de puissance pour les points HTA et BT > 36kVA
    - Aujourd’hui, ces pas sont à 30’ et 10’, ils passeront en 2025 à 15’ et 10’
    - Une homogénéisation des pas impliquerait des évolutions significatives du TURPE et nécessiterait des évolutions très lourdes dans les systèmes de facturation et comptage
  - Si ces évolutions sur le pas de facturation sont souhaitées, elles devront être instruites dans le cadre d’une réflexion globale sur la facturation et non comme une simple conséquence du nouveau pas de règlement des écarts

- Demande de visibilité sur les travaux pour la mise à disposition de produits 15’ en infra journalier et day ahead (Voir détail pages suivantes)
  - Partage des travaux en cours par Epex Spot et EMCO

Mise à disposition de produits 15’ par les NEMO - instances européennes

Une obligation règlementaire présente dans le Clean Energy Package (article 8 du règlement 2019/943)

Concertation au niveau européen (Bourses – GRT)

Les travaux pour organiser la mise en place de produits 15’ sur les marchés ont démarré

	Marché J-1	Marché J
Instance de concertation	SDAC JSC (Single Day Ahead Coupling – Joint Steering Committee)	SIDC JSC (Single IntraDay Coupling – Joint Steering Committee)

Partage et échange d’information avec l’ensemble des acteurs

Au sein du MESC (Market European Stakeholder Committee) de ENTSOE

Enjeux de la mise en oeuvre des produits 15’ sur les marchés journaliers couplés

31/01/2020

© 2019 Confidential

part of eex group

Défis liés à la mise en place des produits 15’ sur les marchés journaliers couplés

Introduction hétérogène du pas de règlement des écarts à 15min à travers l’Europe

- Introduction simultanée des produits 15’ avant 2025 impossible compte tenu des dérogations prévues pour le pas de règlement des écarts
- Une approche échelonnée rend la mise en place possible avant 2025
- Ces aspects doivent être pris en compte dans le design de l’algorithme et des systèmes

Mise en place en parallèle de nombreux autres changements dans le processus de couplage des marchés day-ahead

- « Requests for Changes »
- Mises à jour d’Euphemia
- Projets d’extension et lancements
- « Multi-NEMO arrangements »

Impact sur la performance de l’Algorithme

- Premiers diagnostics sur la performance révèlent des défis d’obtention de la première solution
- Analyses en cours

Implication de nombreuses parties prenantes, différents systèmes

- Coordination de nombreux acteurs
- Analyse et mise à jour de tous les systèmes impactés

© 2019 Confidential

Résumé

- **La mise en œuvre anticipée des produits 15' est risquée et peut mettre sous pression l'ensemble du couplage des marchés**

- Le « Clean Energy Package » (Règlement (EU) 2019/943, Art.8) a avancé la mise en place au 1er janvier 2021, alors que la Méthodologie sur l'Algorithme (Art 4.14 d)) prévoyait l'échéance d'août 2022.
- Il faut analyser avec soin des solutions qui pourraient remettre en cause d'autres obligations
- Une mise en œuvre des produits 15' d'ici le 01/01/2021 est très improbable:
  - Nécessite R&D, réalisation technique et mise en œuvre
  - Au-delà de la performance, d'autres aspects impactent la mise en œuvre
  - Produits 15' peuvent avoir une influence sur d'autres projets en cours

Prochaines étapes:

- Poursuite de la R&D pour évaluer l'impact sur la performance de l'algorithme
- Analyse détaillée de l'approche échelonnée
- Coordination avec la mise en œuvre d'autres projets

© 2019 Confidential

Date de démarrage

- Avis partagés sur la date de démarrage (juillet ou janvier) si le processus de Recotemp existe encore en 2025, sinon la date privilégiée est janvier 2025
  - Les gestionnaires de réseau proposent de retenir janvier 2025 et d'utiliser la phase à blanc pour sécuriser le démarrage en hiver

Avantages	Inconvénients
• Maximiser le délai de mise en oeuvre • Tenir compte du calendrier de déploiement Linky dans les ELDs • Cohérence avec les périodes contractuelles	• Démarrage en période hivernale • Période Recotemp sur 2 pas de temps distincts si Ecart et Recotemp n'ont pas convergé en 2025

- Demande d'un passage au pas 15' simultané pour tous les GRDs en janvier 2025
  - La participation de tous les GRDs à la phase à blanc n'est pas requise même si ceci aura un impact sur le calage des modèles de prévision
  - Proposition d'intégrer quelques GRDs représentatifs dans la phase à blanc
    - Proposition à préciser lors de séance de travail adhoc avec les GRDs (volume de points, impact sur les mécanismes nationaux …)

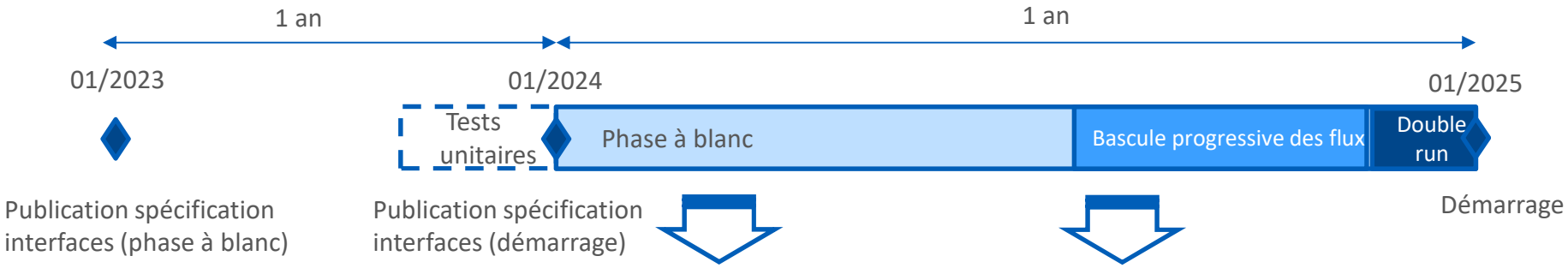
Modalités de mise en œuvre

- HTA et BT>36kVA
  - Consensus sur les CC mesurées au pas 5'. Ceci concernera tous les points à l'échéance 2025
  - Une majorité d'acteurs souhaite la fourniture des données de mesure au pas effectivement mesuré (soit 5') pour ensuite reconstituer des courbes au pas 10' ou 15'
  - Règles de conversion 5'-> 10' à instruire en CGP si nécessaire

- BT < 36 kVA
  - Pas de remarques concernant le profilage à 15' ou les courbes de charges au pas 15'
  - Certains acteurs souhaitent que les points relevés en courbe de charge pour d'autres besoins que le règlement des écarts le soient également au pas 15' pour être homogène
    - Point à instruire

- Comptage RPT
  - Les données de comptage sur le réseau RPT seront validées au pas 5'

Phase de fonctionnement à blanc



- Mise à disposition de données réelles nécessaires au calage des modèles :
  - Profils dynamiques,
  - BGC,
  - Bilan RE S50x,
  - Bilan des écarts,
  - Données température,
  - synchrone RTE,
  - Prix …….

Détail des données indispensables et fréquence de mise à disposition à préciser dans les instances de concertation concernées (CGP, GT MA-RE)

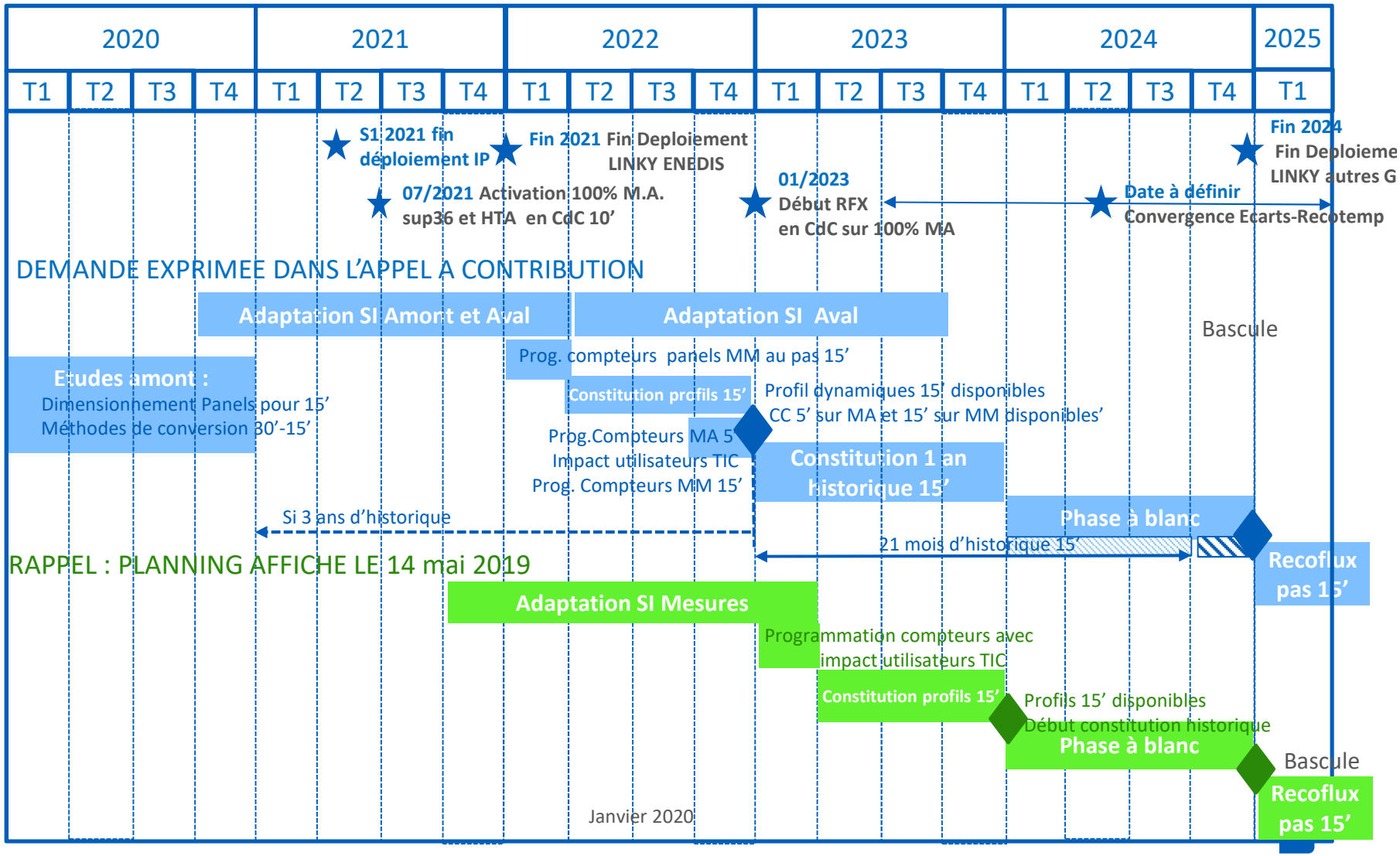
- Les GRDs ne souhaitent pas tous participer à la phase à blanc mais proposent d'y inclure des GRDs représentatifs
- Demande d'un acteur pour uniformiser les formats et le mode d'échange(API) : On privilégiera la sécurisation du projet et la progressivité de la bascule plutôt qu'une refonte des échanges

Profondeur d'historique

- Une profondeur d'historique avec des données au pas 15' est requise pour caler les modèles de prévision
- 1 an d'historique minimum sur les profils dynamiques et Courbes de Charges requis par la plupart des acteurs; un acteur demande 3 ans d'historique
- Comptage RPT : Possibilité d'exploiter les données de comptage brutes à 1 minute avec le déploiement des compteurs IP
- Comptage RPD : Ceci implique que les moyens d'acquisition de données au pas 15' soient mis en place au préalable par les gestionnaires de réseau
  - HTA BT>36kVA : Mesures de CC au pas 5' sur l'ensemble du portefeuille (re-paramétrage compteurs)
  - BT<36 kVA : Profilage dynamique 15' opérationnel (Panels 15', production de profils 15'
  - Capacité à traiter des données 15' (tout en continuant à travailler au pas 30')
- Avec des impacts potentiels pour les systèmes utilisant les données TIC en aval compteur dés que les compteurs sont re-paramétrés
- Travaux en cours pour voir ce qui est faisable en terme d'historique
  - Différentiation entre haut de portefeuille et marché de masse ?
  - Reconstitution de mesures 15' à partir de mesures au pas 10' ?

Planning macroscopique avec l'hypothèse d'un an d'historique en amont de la phase à blanc

Document de travail



Organisation de la concertation et planning

- Concertation
  - Concertation au sein des différents GT en 2020-2021, suite à la demande de certains acteurs d'anticiper les concertations initialement prévues en 2022-2023
  - Les GRDs souhaitent un groupe d'échange pour aborder les questions spécifiques aux gestionnaires de réseau
    - Proposition d'utiliser les GT ADEeF pour traiter des questions spécifiques aux GRDs

- Séquencement des projets
  - Les acteurs sont d'accord avec le séquencement proposé
    - Articulation avec la convergence des processus écarts et réconciliation temporelle à prévoir
  - Demande d'un calendrier reprenant les projets relatifs aux mécanismes de marché : plateformes TERRE, MARI, PICASSO, évolution des guichets, évolutions des marchés journaliers et infra journaliers
    - Visibilité partagée en CAM
  - Demande d'un scénario de bascule figé suffisamment à l'avance

Organisation de la concertation et planning

- Demande exprimée par certains acteurs d'avoir un interlocuteur privilégié sur le sujet ISP15' au sein des GRDs pendant les phases de développement, fonctionnement à blanc et démarrage
  - Phase amont :
    - Enedis : Christophe Plaud
      Agnès Landre
    - RTE : Julie Desaveines
  - Une organisation dédiée sera mise en place pour les phases plus opérationnelles

Sommaire

1. Point de situation

2. Réponses à l’appel à contributions

3. Calendrier de concertation

Calendrier de concertation – Travaux à venir

Ad hoc ISP15 / CASE / CAM

GT MARE
Dispositif RE
MA (programmation, contrôle du réalisé, valorisation)
Flux nécessaires à la phase à blanc

CGP
Profils dynamiques au pas 15'
Redimensionnement des panels
Besoins génériques de conversion
Flux nécessaires à la phase à blanc

GT Comptage évolué

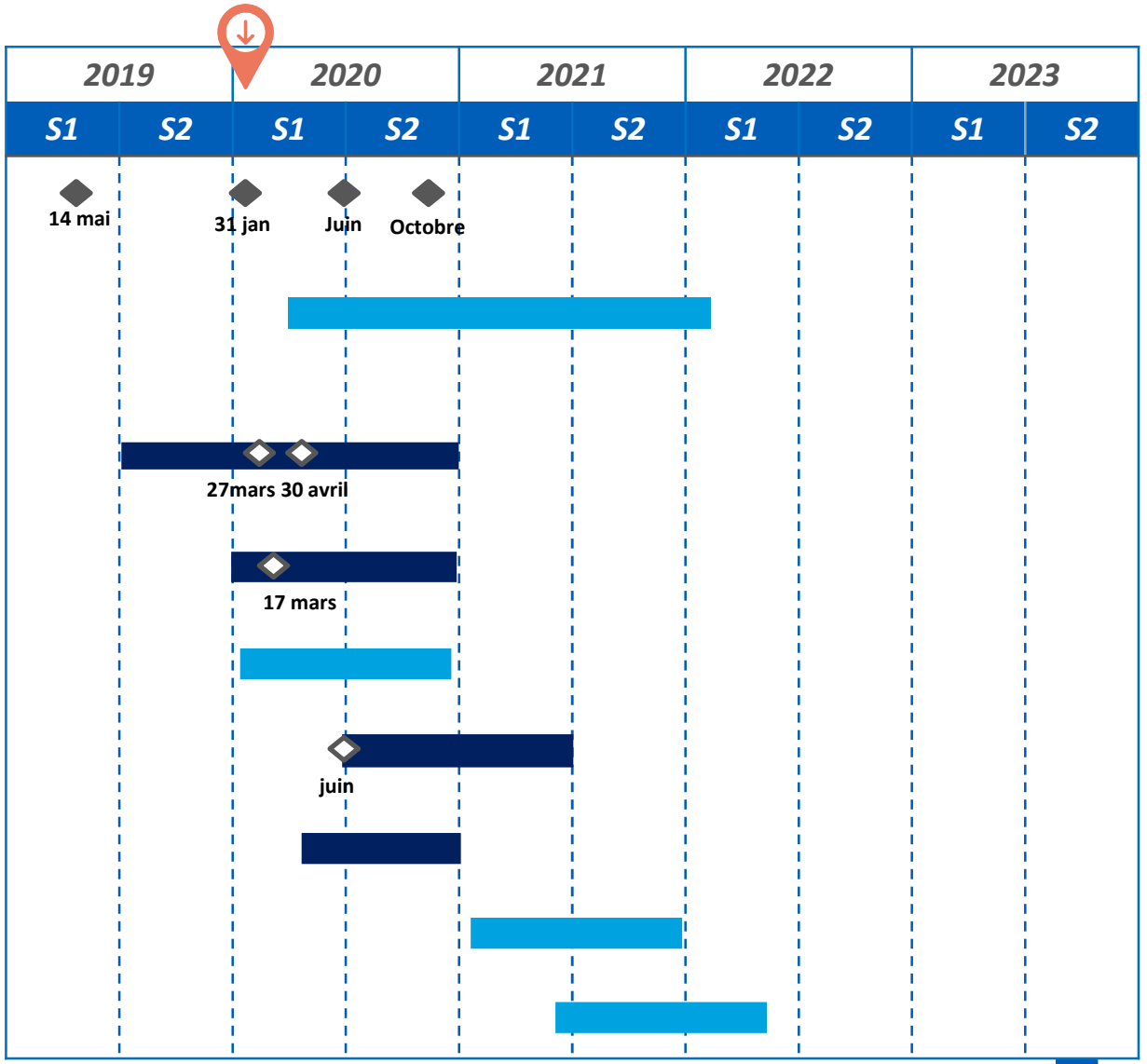
GT Comptage & données

COST

GT Nouveaux services

GT Effacements

GT MECAPA



Annexes :

Synthèse des réponses

Domaines impactés, principes et date de démarrage

Modalités	Proposition Gest. Réseaux						
Domaines impactés par le passage au pas 15'	Voir support du 14 mai	Accorder une attention particulière à : - Marchés organisés J-1 - Marchés organisés Infra-journaliers - Interconnexions Associer les NEMOs aux travaux Anticiper les impacts sourcing	Pas de lien automatique entre ecarts à 15' et disponibilité produits 15' en J-1 même s'il y a une logique à les aligner Impact TURPE si passage du TURPE à 5'	Disponibilité de produits 15' pour des transactions infra-journalier Implication à prévoir pour EPEX-SPOT dans les travaux	Pas d'autres impacts	Pas d'autres impacts	
Grands Principes de mise en œuvre	Granularité 15 sur l'ensemble de la chaîne Utiliser au maximum le délais accordé par la dérogation Minimiser les impacts sur les autres processus (facturation notamment)	D'accord sur les principes proposés pour maximiser l'intérêt de la réforme	D'accord sur les principes proposés mais pense qu'il serait souhaitable d'aligner le pas de facturation avec le pas de production des bilans	D'accord sur les principes proposés	D'accord sur les principes proposés	Granularité 15 sur toute la chaîne mais mécanisme dérogatoire permettant, si nécessaire, de faire de l'interpolation pour une durée limitée	
Date de démarrage	1er janvier - Maximisation du délai - Alignement sur logique contractuelle 1er juillet - Alignement sur recotemp - Période moins risquée	1er janvier même si la période présente des risques pour se donner le temps maximum de mise en œuvre Possibilité de bascule progressive	1er juillet pour limiter les risques (prix et charge d'activité) liés à la période de janvier et pour se synchroniser avec la réconciliation temporelle	1er juillet, synchronisé avec la réconciliation temporelle	1er juillet s'il est encore nécessaire de synchroniser avec la réconciliation temporelle	1er janvier pour utiliser tout le délai et sécuriser la mise en œuvre ainsi que pour s'aligner sur les calendriers contractuels	1er janvier pour assurer la cohérence avec les contrats commerciaux
Calendrier différencié par GRDs	Calendrier commun tous GRDs	Démarrage simultané pour tous les GRDs Risque sur les modeles si certains GRDs absents lors de la phase à blanc	Démarrage simultané pour tous les GRDs Participation progressive des GRDs à la phase à blanc Flux d'information standardisés tous GRDs	Démarrage simultané pour tous les GRDs Pas possible de traiter 15' et 30' en simultané OK si certains petits GRDs ne participent pas à la phase à blanc	Pas d'avis	Démarrage simultané complexe à organiser, à étaler sur plusieurs mois. Phase à blanc trop complexe pour les petites ELDs mais y inclure quelques GRDs représentatifs	

Modalités de mise en œuvre par niveau de puissance

Modalités	Proposition Gestionnaires Réseaux					
Mise en œuvre HTA et BT> 36 kVA	Voir support du 14 mai	Les données de mesures doivent être fournies au pas 5' car elles offrent une plus grande souplesse d'utilisation	Privilégier un pas commun à la production des bilans et des factures Si pas possible, préciser les règles pour convertir le pas 5' en 10' Fournir les mesures dés leur disponibilité	Le pas effectivement mesuré (5') doit être la référence unique publiée quelquesoit l'usage. A charge pour l'acteur de reconstituer ses courbes Les dépassements de puissance restent à 10'		Souhaite voir l'ensemble des processus converger, à terme, après 2024 vers des pas 5'/ 15' pour uniformiser les pas de temps (dépassement puissance TURPE, Effacement ..) Facturer le dépassement quadratique au pas 5'
Mise En Oeuvre BT< 36 kVA		Souhaite que les CC des clients profilés soient également modifiées et relevées au pas 15'	Preferable d'avoir une seul pas 15' (vs 15' et 30') pour simplifier (notamment pour les clients multisites)	Pas de remarques	Pas de remarques	Voir ci-dessus
Mise En Oeuvre mécanismes nationaux d'équilibrage		Besoin de visibilité sur le planning et les modalités de passage à 48 puis 96 guichets et de dépôt des offres Terre	Cf remarque sur planning Terre	Pas de remarques	Pas de remarques	Pas de remarques

Phase de fonctionnement à blanc et historique

Modalités	Proposition Gestionnaires Réseaux					
Durée et phasage	Voir support du 14 mai	1 an			Pas de remarque sur la durée	1 an
Profondeur d'historique Nécessaire		3 ans d'historique avant la phase à blanc pour modeliser la prévision : - CC 15' - Profils dynam 15' - Comptage Postes sources pour le calcul du réalisé profilé - Données Eco2mix, conso France, déséquilibre Si nécessaire, Envisager de reconstituer un historique 15' à partit de données 10'	Dés que possible : - PMPB et PMPH au pas 15' - Profils dynamiques au pas 15' 1 an d'historique minimum pour : - Chronique injection /soutirage par RE / Fournisseur - BGC 15'	- Profilage sur 12 mois - BGC sur 3 mois à M+1 et M+3	1 an d'historique avant la phase de fonctionnement à blanc pour données en entrée de Recoflux	
Modalités		Mise à disposition de : - BGC S+1 / M+X , - profils et CC - Bilans RE S50x - Eco2mix, conso France, déséquilibre - Données OpenData Rejeux de bilan sur des périodes antérieures au démarrage doivent rester à 30'	Mise à disposition des données dans un format cohérent entre RTE et ENEDIS (à minima) avec un lieu unique pour : - Jeu de prix - Profils dynamiques - BGC Mise à disposition sous forme d'API	Test à blanc portant sur des données réelles : - Profilage - BGC et bilan des écarts Test unitaire des outils faits au préalables	Mise à disposition de l'ensemble des données en entrée de Recoflux à maille Fournisseur/R.E. - CC 15' ou 5 - Coeff de calage 15' Bilans détaillés par sous profil S505	Mise à disposition de - Profils dynamiques - Flux de température - Synchrone RTE - Effacements … Limiter la phase à blanc à qqs GRDs représentatifs, sans impliquer la totalité des ELDs (notamment les petites) Crainte sur la complexité des rejeux des BGC 2024 en pas variable selon la période

Organisation de la concertation et planning

Modalités	Proposition Gestionnaires Réseaux					
Séquencemt des projets	Voir support du 14 mai	Nombreuses évoltions nécessitant un calendrier précis : - Plateformes TERRE, MARI, PICASSO - Evolution guichets et pas de temps de nomination - Evolution marchés journaliers et infra-journaliers	Etre attentif au calendrier TERRE dont les specs actuelles ne sont pas compatibles avec l'ISP15	OK sur le séquencement, Besoin d'avoirs les specs SI 12 mois avant la phase à blanc	OK sur le séquencement	OK sur le séquencement Alerte sur la lourdeur des développements nécessaires pour ISP15'→ Limiter les évolutions sur les autres mécanismes
Organisation et Planning de concertation		La révision des règles marché peut se faire assez tard (2022/2023) mais le calendrier de bascule doit être fixé bien plus tôt Lister précisemment l'ensemble des flux échangés	Inclure le GT Réseau dans la concertation si la facturation est modifiée pour passer à 5'	Calendrier annuel de réunions compatible avec les déplacements de province Anticiper en 2021/2022 les actions de concertations prévues en 2022/2023	Pas de remarques sur le plannnig Organisation adaptée	Pas de remarques sur le planning Besoin d'un groupe d'échange spécifique regroupant les gestionnaires de réseau pour traiter des sujets spécifiques
Autres		Préciser les échéances et modalités de concertation sur : - Passage à 96 guichets dans TERRE - Nominations aux interconnections - Marchés journaliers et infra-journaliers	Demande de standardisation des échanges d'information avec les ELDs	Souhait d'avoir un interlocuteur privilégié au sein de chaque gestionnaire de réseau pour les phases : - Développement - Phase à blanc - démarrage		