GT SSY TENSION

12 mai 2015

PLAN

1. RAPPORT SOUMIS PAR RTE
2. ETUDE DES ZONES SENSIBLES PAR RTE
3. SOLLICITATIONS DES MACHINES POUR LE PRODUCTEUR
4. RÉMUNÉRATION DU RÉGLAGE DE LA TENSION: MÉTHODES PROPOSÉE POUR LES MACHINES SYNCHRONES
5. PERTES DE RENDEMENT

1. RAPPORT SOUMIS PAR RTE (1/2)

EDF regrette toujours le mode d'organisation autour de la discussion des principes:

- Un premier rapport, élément majeur de discussion, est soumis 2 jours ouvrés avant la concertation.
  - EDF ne pourra faire un retour sur le rapport qu'après la réunion du 12/05/2015.
- RTE y présente formellement pour la première fois sa vision du calcul des coûts de surdimensionnement et affirme que le GT du 12/05/2015 « doit permettre de valider cette méthodologie » !
- Un préalable pour « échanger sur les valeurs chiffrées » est de stabiliser la discussion de fond. Le partage d'éléments quantitatifs avec RTE peut être par ailleurs discutable - la CRE ne serait-elle pas un interlocuteur plus légitime sur ces questions ?
- Certains éléments (ex: benchmark) seront présentés en juin 2015: quelle marge de discussion ? Les éléments du benchmark sont-ils déjà disponibles ? Si oui , pourquoi ne sont –ils pas déjà communiqués aux acteurs ?

Un dernier GT en juin est-il suffisant pour aborder les questions de fond?

Périmètre du rapport: les échanges sur le principes de rémunération sont à poursuivre mais il convient de déterminer le périmètre de la restitution écrite (le rapport):

- La partie §7 (liée aux règles de détermination de la rémunération) semble relever du 2ème rapport demandé par la CRE d'ici le 1/7/2016
- Le rapport à soumettre cet automne devrait restituer les discussions relatives aux parties 4 et 6 (besoins de RTE et coûts pour les acteurs). Il faut finaliser ces 2 parties en priorité..

1. RAPPORT SOUMIS PAR RTE (2/2)
POINTS A FINALISER POUR LE RAPPORT

Besoins de RTE : voir slides suivants (§2) les questions à traiter du point de vue EDF

Coût pour les producteurs : un consensus semble se dégager pour étudier les coûts selon les volets surinvestissement, maintenance, pertes de rendements et autres coûts**.**

La proposition d'EDF est présentée dans les slides suivants (§4).

Des premiers éléments concernant les principes de l'évaluation des coûts sont présentés par RTE dans le projet de rapport - d'ores et déjà quelques points d'attention :

- Sur le volet pertes de rendement (6.2.3), la méthode proposée par RTE est parmi celles proposées par EDF. Avant de pouvoir se prononcer, il est important de préciser la détermination des hypothèses dont la méthode est tributaire:
  - Des « monotones de puissance réactive » dont la méthode de détermination doit être clairement précisée.
  - Des choix des points de fonctionnement par filière
- Sur le volet surinvestissement, RTE propose une inflexion majeure par rapport à la méthode « historique » concernant l'assiette de capacités dont le coût sera rémunéré (6.2.1)
  - L'introduction des notions de services « obligatoires » (non rémunérés) et « optionnels » (3.2) est à l'initiative exclusive de RTE.
  - **Une justification solide par RTE d'une telle proposition est nécessaire**
- Deuxième inflexion par rapport à la méthode « historique » sur les coûts de maintenance (6.2.2) : il serait utile d'étayer pourquoi RTE considère que « l'indisponibilité induite (…) ne doit pas être couverte »

2. ETUDE DES ZONES SENSIBLES PAR RTE (1/2)

Suite à la présentation de l'étude lors du GT de mars 2015 , nous souhaitons faire les remarques suivantes :

- **Nous souhaitons que RTE explicite les sources (Entsoe, Schéma décennal, bilan prévisionnel…) et les valeurs utilisées pour les hypothèses majeures** *(ex: hypothèses de disponibilité de tous les groupes pour l'étude des tension basses)***.**

- **Sur les indicateurs retenus pour arbitrer sur le caractère sensible des zones:**
  - Pour les tensions hautes: les 3 indicateurs utilisés (puissance de court-circuit, les marges de réactif et la sollicitation de réactif) semblent viser une vue générale du système (contraintes des réseaux et contraintes de production) – comment RTE envisage d'utiliser ces indicateurs pour la définition des zones sensibles ?
  - Pour les tensions basses: pourquoi ne pas avoir retenu ces 3 mêmes indicateurs? (en particulier celui concernant les marges, représentatif de la sollicitation des groupes)

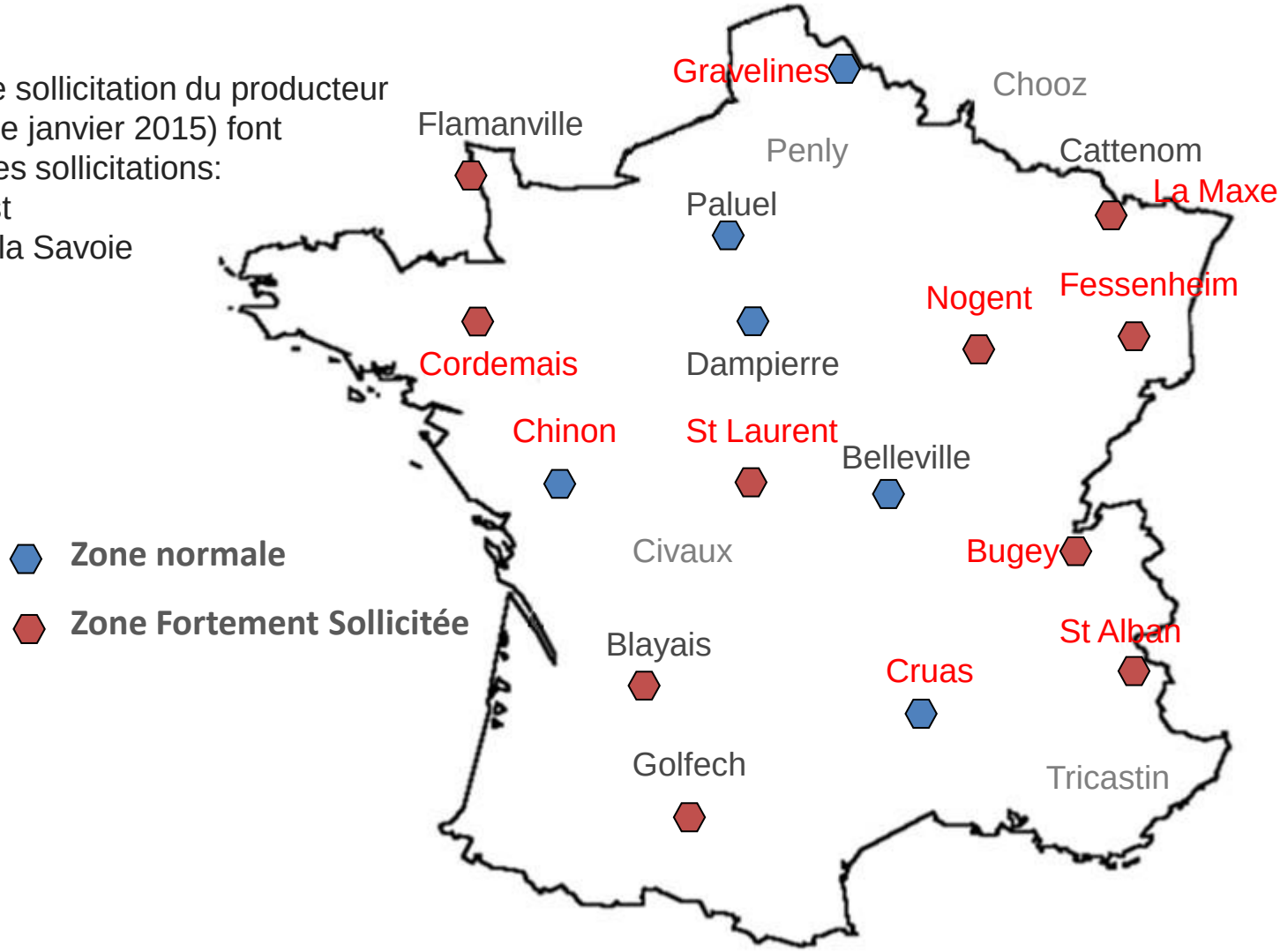
- **EDF soutient une approche système: une convergence devrait apparaître entre les zones sensibles « vus du GRT » et les zones de forte sollicitation « vues du producteur »**
  - les sollicitations pour le producteur (cf. GT de janvier 2015) ont lieu pour des niveaux U et Q relativement importants mais aussi lors de variations de puissance réactive (ΔQ) - ce dernier point n'étant pas pris en compte par les indicateurs proposés par RTE
  - La détermination des zones doit assurer la cohérence d'ensemble:
    - Vu du producteur, les zones Nord-Est et Sud-Est sont fortement sollicitées > voir slide suivante
    - Cohérence avec le schéma décennal (Tenues de Tension « Nord », « Sud Ouest », « Est PACA » et « Est »).

Ces points devraient être analysés avant intégration au projet de rapport de concertation.

2. ETUDE DES ZONES SENSIBLES PAR RTE (2/2)

Les indicateurs de sollicitation du producteur (cf. concertation de janvier 2015) font apparaître de fortes sollicitations:

- Dans le Nord-Est
- Sur le Rhône et la Savoie



3. SOLLICITATIONS DES MACHINES POUR LE PRODUCTEUR

Alternateurs, puissance réactive et dégradations :

- Les alternateurs raccordés au réseau de RTE contribuent aux « Services Système » notamment en produisant ou absorbant de la puissance réactive.

- Lorsque la sollicitation en puissance réactive est de forte amplitude et varie fréquemment, l'alternateur se dégrade fortement. Il s'agit donc de **facteurs aggravants**.

- Les principaux phénomènes physiques susceptibles de provoquer des dégradations sont :

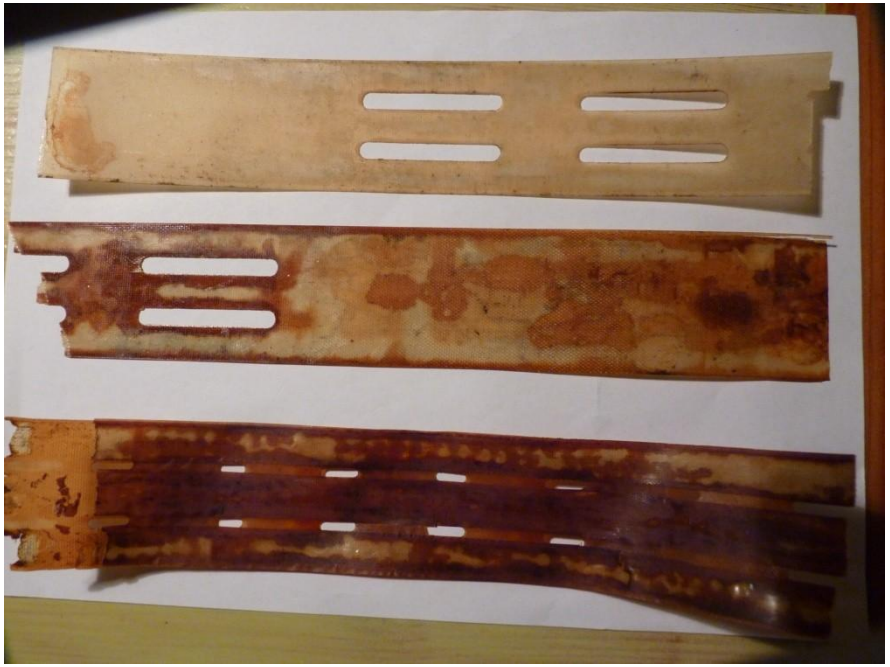
  - les cyclages thermiques (du fait de la variation fréquente en puissance réactive et de la forte amplitude, plus ou moins importantes selon les sollicitations du gestionnaire de réseau),
  - les phénomènes vibratoires en l'occurrence à 100 Hz (corrélés aux fluctuations du module du courant stator),
  - les sollicitations thermomécaniques des composants.

Ces phénomènes entraînent de fortes dégradations illustrées à la slide suivante.

Voir aussi les éléments communiqués par EDF lors de la concertation du 13/01/2015.

3. SOLLICITATIONS DES MACHINES POUR LE PRODUCTEUR

Vieillissement thermique de l'isolation entre spires de rotors de même technologie et de même puissance



Rotor non sollicité en puissance réactive

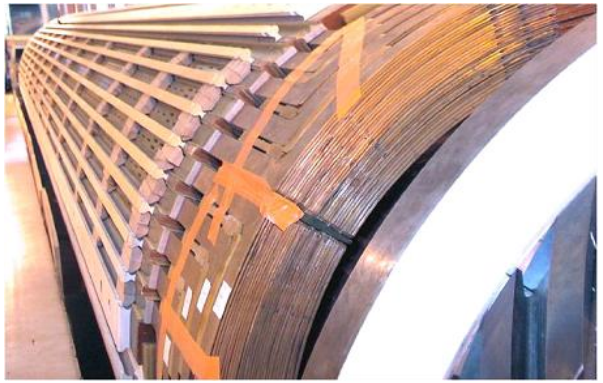
Rotors très sollicités en puissance réactive

Fissuration de lamellés par cyclage thermique



Une expertise contradictoire a permis d'identifier que ce type de fissuration résulte de cyclage thermique corrélé à une forte sollicitation en puissance réactive

Coincement de barres rotor



Coincement de barres rotor en raison de la dilatation thermique accentuée par des variations de puissance active ou réactive

4. RÉMUNÉRATION DU RÉGLAGE DE LA TENSION: MÉTHODE PROPOSÉE POUR LES MACHINES SYNCHRONES (1/3)

Pour les machines synchrones, le tableau a été complété et mis à jour (cf. slides suivants).

Le panorama des méthodes devra être complété par :

- **La méthode sur la base de l'évaluation des coûts évités pour RTE**
- **Une méthode pour les machines asynchrones (électronique de puissance)**

Dans la mesure où il existe des coûts, y compris pour les capacités réglementaires, l'évaluation quantitative des surcoûts se fait par rapport à la référence à cosϕ =1.

4. RÉMUNÉRATION DU RÉGLAGE DE LA TENSION: MÉTHODE PROPOSÉE POUR LES MACHINES SYNCHRONES (2/3)

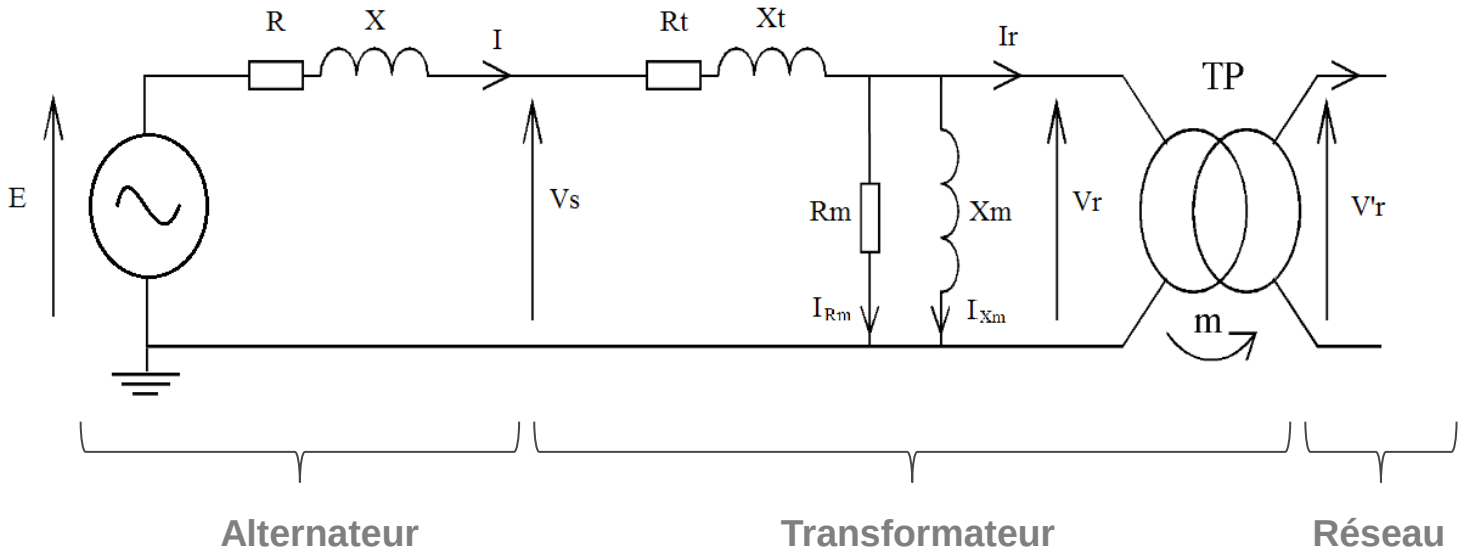
Tableau de calcul de la rémunération du réglage de la tension - méthodologie applicable à des machines synchrones	**Unité**	**Donnée ou Calcul**	**Convention**
Volet 1 : Surcoût d'investissement			
Composants exclusivement liés au réglage de la tension: régulateur de tension	k€ / MVA	Donnée A	Coûts réputés majoritairement dûs au réglage de la tension
Composante alternateurs	k€/MVA	Donnée B	- Coût de l'équipement / composant -Maîtrise d'œuvre/installation - Tenant compte des durées d'installation (intérêts intercalaires internalisés pour chaque producteur)
Composante transfo	k€/MVA	Donnée C	- Coût de l'équipement / composant -Maîtrise d'œuvre/installation - Tenant compte des durées d'installation (intérêts intercalaires internalisés pour chaque producteur)
Autres composants électriques: système d'excitation, contrôles-commande en amont du régulateur, interface avec RTE (transmission de données)	k€/MVA	Donnée D	
(Intermédiaire de calcul) Total coûts partagés	k€/MVA	Calcul E= B+C+D	
Assiette de MVA	MVA	Donnée F	Pour l'ensemble de capacités contractualisées
clé répartition (%)	%	Donnée G	Cette clé représente la part du volet 1 réputée due au réglage de la tension et calculée comme le $\sin^2\phi$ sur le parc existant. A appliquer sur les coûts dits partagés.
Total Coûts d'investissement réputés liés au réglage de la tension	M€	Calcul H=F*(E*G + A)	
durée comptable	ans	Donnée I	durée relative aux composants électriques (alternateur, transformateur). Peut dépendre de la filière
taux=WACC (%)	%	Donnée J	Rémunération des actifs par acteur (taux réel avant impôt aux sociétés)
Estimation Volet 1	M€/an	Calcul	

4. RÉMUNÉRATION DU RÉGLAGE DE LA TENSION: MÉTHODE PROPOSÉE POUR LES MACHINES SYNCHRONES (3/3)

Volet 2 : Coûts de maintenance			
Total Frais structurels - personnel spécialisé électrique et lié à la maintenance	M€/an	Donnée K	Possibilité d'évaluer ce poste en termes de (heures.an/MVA) pour arriver à un total de frais structurels.
Maintenance préventive/planifiée - liée aux gros composants électriques	M€/an	Donnée L	à calculer sur cycle de maintenance - par filière
Maintenance fortuite - liée aux gros composants électriques	M€/an	Donnée M	Peut prendre en compte la probabilité d'avarie sur la durée de vie (forfaitaire)
clé répartition (%)	%	Donnée N	Part du volet 2 réputée due au réglage de la tension.
Coûts de maintenance réputés liés au réglage de la tension	M€/an	Calcul O= N*(K+L+M)	
Non valorisation de l'actif sur fortuit (Perte d'opportunité)	M€/an	Calcul P	- Concerne les fortuits sur les gros composants électriques. Appliquer une probabilité d'avarie et une durée moyenne d'avarie - Application de la clé de répartition sur l'ensemble de la durée où l'actif a été indisponible pour cause fortuite - Utilisation d'une référence de prix de marché
Estimation Volet 2	M€/an	Calcul Q = O+P	
Volet 3 : Pertes de rendement			
Volume de production annuel	TWh/an	Donnée R	
Part des pertes imputables au réglage en tension	%	Donnée S	Plusieurs méthodes proposées pour le calcul d'une valeur moyenne sur le parc (estimations par groupe/par filière sur année constatée /hypothèses normatives).
Volume de pertes dues au réglage en tension	TWh/an	Calcul T=R*S	
prix moyen de l'énergie	€/MWh	Donnée U	Référence de prix de marché à terme de l'énergie
Estimation Volet 3	M€/an	Calcul: W=T*U	
Volet 4: Autres coûts liés au service			
Coût de gestion contractuelle	M€/an	Donnée X	Par Acteur

5. PERTES DE RENDEMENT : RAPPEL (1/2)

Modélisation de l'ensemble alternateur – transformateur – réseau :



Les pertes sont calculées pour une puissance réactive Q fournie (ou consommée) par l'alternateur :

$$Pertes\ au\ rotor : Pf = Rf.If^2 = Rf.\left(\frac{E}{k}\right)^2$$

$$Pertes\ au\ stator : Ps = 3.R.I^2$$

$$Pertes\ réactives\ transformateur : Qtfo = 3.Xt.I^2 + 3.\frac{Vr^2}{Xm}$$

$$Pertes\ actives\ transformateur : Ptfo = 3.Rt.I^2 + 3.\frac{Vr^2}{Rm}$$

Données nécessaires :

E force électromotrice (liée à If), **R** résistance d'enroulement, **Rt** résistance totale des enroulements primaire et secondaire, **Xt** réactance de fuite, **Rm** résistance modélisant les pertes fer, **Xm** réactance de magnétisation, **Rf** résistance rotorique, **If** courant d'excitation.

5. PERTES DE RENDEMENT : RAPPEL (2/2)

- **L'écart de rendement est évalué comme la différence entre le rendement du point de fonctionnement réel et son équivalent à Q=0 et à Un :**

Ecart de rendement = ρ(U,P,Q) - ρ(Un,Pn,0)

- **Choix de la référence ρ(Un,Pn,0) :**
  - Q=0 Mvar : cos(φ)=1 pas de réglage
  - U=Un : pas de réglage

- **Plusieurs approches sont possibles pour évaluer les écarts de rendement (suivant les points de fonctionnement et les tranches choisis pour le calcul).**

5. PERTES DE RENDEMENT : CHOIX DES HYPOTHÈSES

- **Hypothèse A : Utilisation de points de fonctionnement (Vr tension côté réseau, Pr Puissance fournie au réseau, tan φr côté réseau) réellement constatés :**

  - Nécessite de disposer (mesure + stockage), traiter ces données,
  - Les résultats estiment les pertes réalisées par la tranche considérée mais restent tributaires des mesures et de la période d'analyse.

- **Hypothèse B : Méthode simplifiée avec un point de fonctionnement (Vr, Pr, tan φr) fixé :**

  - Nécessite de disposer des caractéristiques pour un ou plusieurs groupes,
  - Les résultats seront tributaires des hypothèses de simplification (ex: point de fonctionnement du groupe),
  - Ce calcul ne prendra en compte qu'un seul point de fonctionnement du groupe.

5. PERTES DE RENDEMENT : CHOIX DES MÉTHODES & DES HYPOTHÈSES

	Maille du calcul (nb de tranches)	Points de fonctionnement pour l'estimation	Précision de l'estimation	Complexité de calcul
Méthode 1: Moyenne sur toutes les tranches	Échantillon exhaustif de tranches	Constatés sur une période d'observation	+++	- - -
Méthode 2: une tranche choisie par filière	Quelques tranches	Constatés sur une période d'observation	++	- -
Méthode 3: une tranche choisie toutes filières confondues	Une tranche	A dire d'expert	+	+
Méthode 4: abaques	Quelques tranches par filière	A dire d'expert	+	++