

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

Studie (BRUGEL-Studie-20151002-10)

**betreffende de invoering van een
progressieve tarifiering voor elektriciteit
in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest**

2 oktober 2015

Inhoudsopgave

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Juridische grondslag..... | 3 |
| 2 | Inleiding..... | 4 |
| 3 | Analyse..... | 5 |
| 3.1 | Model en parameters van de progressieve tarifiering..... | 5 |
| 3.2 | Sociaaleconomische analyses..... | 6 |
| 3.2.1 | <i>Sociaaleconomische analyse op het niveau van de Brusselse bevolking</i> | 6 |
| 3.2.2 | <i>Sociaaleconomische analyse in functie van het inkomen</i> | 7 |
| 3.3 | Milieuanalyse | 8 |
| 3.4 | Technisch-economische analyse van het model..... | 8 |
| 3.4.1 | <i>Raming van de implementatiekosten</i> | 8 |
| 3.4.2 | <i>Limieten en operationele problemen</i> | 9 |
| 4 | Conclusies..... | 12 |
| 5 | Standpunt van Brugel..... | 13 |
| 6 | Bijlage | 14 |

I **Juridische grondslag**

Krachtens artikel 30bis §2 2° van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna "de elektriciteitsordonnantie" genoemd), is BRUGEL belast met:

"op eigen initiatief of op vraag van de Minister of de Regering, het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen, betreffende de elektriciteits- en gasmarkt. "

Met dit document wordt deze verplichting nagekomen.

2 Inleiding

De ordonnantie van 8 mei 2014 stelt een progressief tarief elektriciteit in voor de huishoudelijke afnemers in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BHG), waarvoor Brugel de methodologie vastlegt¹.

De Brusselse regulator is belast met het bepalen van de verschillende parameters en operationele modaliteiten die verbonden zijn met deze methodologie. Rekening houdend met de doelstellingen die verbonden zijn met de invoering van de progressieve tarifiering in het BHG en de ervaringen in dit domein die in de andere Gewesten werden vastgesteld, is het nuttig om te onderzoeken welke invloed deze operationele modaliteiten hebben op:

- De gezinnen die het meest kwetsbaar zijn op het gebied van hun inkomen en verbruiksprofiel (sociaaleconomisch aspect);
- Het elektriciteitsverbruik van de Brusselse gezinnen (milieuaspect);
- De kosten voor de spelers in de energiesector (technisch-economisch aspect).

Op 13 maart 2015 werd Brugel door de minister voor Energie van het Brussels Gewest belast met het uitvoeren van een studie die de drie voornoemde aspecten behandelt.

De regulator heeft Sia Partners opgedragen hem bij deze taak te ondersteunen.

De resultaten houden enkel rekening met de invoering van de progressieve tarifiering, alle andere zaken blijven overigens hetzelfde. Hun geldigheid is dus beperkt tot het huidige marktmodel en kan niet worden gegarandeerd voor de toekomstige regulatoire periodes.

¹ Beslissing 16 betreffende de tariefmethodologie elektriciteit - <http://www.brugel.be/Files/media/SIGI/5412e3fb6b7e2.pdf>

3 Analyse

Dit deel geeft een overzicht van alle vaststellingen en analyses die in het kader van deze studie werden uitgevoerd. De gedetailleerde studie is als bijlage bij dit document gevoegd.

3.1 Model en parameters van de progressieve tarifiering

De progressieve tarifiering zou worden toegepast op 19% (1,06 TWh) van het totale elektriciteitsverbruik in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Ze zou betrekking hebben op 435 000 gezinnen, hetzij alle huishoudelijke afnemers, met uitzondering van de beschermde afnemers en de gezinnen die over een meter met exclusief nachttarief beschikken. De progressieve tarifiering zou slechts betrekking hebben op een gedeelte van het variabele distributietarief (38% van de gemiddelde factuur).

Het huidig model voorziet dat er verbruiksschijven worden gedefinieerd in functie van de grootte van het gezin en dat aan elke verbruiksschijf een progressieve tarifieringsfactor wordt gekoppeld. Deze factoren worden zodanig bepaald dat de impact van de maatregel op de inkomsten van de distributienetbeheerder (DNB) neutraal is. De methodologie voorziet dat deze neutraliteitshypothese geldt voor de ontvangsten verbonden met elk type meter: standaard, tweevoudige meters piekuren en tweevoudige meters daluren.

De parameters van de progressieve tarifiering zijn structureel in het model en er werden dus drie scenario's onderzocht: lage (10%), gemiddelde (30%) en sterke (90%) progressiviteit van het distributietarief. De resultaten die hierna gedetailleerd worden weergegeven, hebben betrekking op het "gemiddelde" scenario (30%), dat als het meest realistische wordt beschouwd.

Bij een vergelijkbaar jaarlijks verbruik zou de progressiviteit van de tarieven vergelijkbaar moeten zijn voor elk type meter – en zouden de progressiviteitsfactoren dus dezelfde moeten zijn. Dit principe wijkt af van de neutraliteitshypothese omdat uit de reële gegevens blijkt dat de gezinnen met een tweevoudige uurmeter geneigd zijn om meer te verbruiken dan de gezinnen met een standaardmeter. De tariefmethodologie – zoals ze momenteel is voorzien - moet dus worden aangepast om het neutraliteitsconcept te herdefiniëren als een neutrale impact op de totale ontvangsten van de DNB en niet op de ontvangsten verbonden met elk type meter.

De relatie tussen het verbruik en de grootte van het gezin moet eveneens worden herbekeken. De huidige methodologie gaat er namelijk van uit dat 45% van het elektriciteitsverbruik afhangt van de grootte van het gezin, terwijl een meer diepgaande studie erop wijst dat dit gedeelte zich eerder rond de 25% situeert. Dit is een belangrijk element om de gelijke behandeling van gezinnen van verschillende grootte te garanderen.

1. De progressieve tarifiering zou worden toegepast op 19% (1,06 TWh) van het totale elektriciteitsverbruik in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.
2. Ze zou slechts betrekking hebben op een gedeelte van het variabele distributietarief (38% van een factuur).
3. De tariefmethodologie – zoals ze momenteel is voorzien – moet worden aangepast om het

neutraliteitsconcept te herdefiniëren.

3.2 Sociaaleconomische analyses

3.2.1 Sociaaleconomische analyse op het niveau van de Brusselse bevolking

Vandaag zijn de elektriciteitsprijzen voor een gezin degressief: de prijs van een kilowattuur daalt met de verbruikte hoeveelheid. Dat fenomeen is te wijten aan de vaste bedragen die de leveranciers en de netoperatoren factureren.

Met de implementatie van het progressieve tarifieringsmodel, en ondanks de progressiviteit van de component "distributie" van de tarieven, zou het totale bedrag van de factuur – alle componenten inbegrepen - degressief blijven voor 67% van de Brusselse gezinnen in geval van een gemiddelde progressiviteit (30%).

De resultaten die werden verkregen op basis van steekproeven van statistische gegevens, tonen aan dat ongeveer 78% van de Brusselse gezinnen voordeel zou hebben bij de invoering van de progressieve tarifiering. Deze verhouding zou ongeveer hetzelfde zijn voor elke gezinsgrootte, met uitzondering van de gezinnen van vijf personen en meer, waarvoor de maatregel slechts in 64% van de gevallen voordelig zou zijn.

Zoals hij momenteel is gedefinieerd, zou de maatregel de inspanning dus laten dragen door 22% van de Brusselse gezinnen. Bovendien, aangezien het model erop is gericht het tarief van wie meer verbruikt te verhogen zonder rekening te houden met het gebruik van de verbruikte elektriciteit, zouden de gezinnen met niet-specifiek elektriciteitsgebruik (bv.: sanitair warm water, kookplaten) systematisch worden benadeeld ten opzichte van de gezinnen die ook gebruikmaken van andere energietypes (bv.: aardgas). De maatregel zou ook de afnemers penaliseren die meer thuis zijn: gepensioneerden, werklozen, huismannen en -vrouwen, telewerkers, enz.

Met een gemiddelde progressiviteit (30%) zou het herverdelingseffect van de totale distributiekosten bijna 10 miljoen euro bedragen, hetzij 11% van de enveloppe variabele distributiekosten. Zoals reeds gezegd, zou dit bijdragebedrag ten laste zijn van 22% van de gezinnen. Hun gemiddelde bijdrage zou 18 tot 111 euro bedragen (maximum 23% van de totale factuur), afhankelijk van de grootte van het gezin. Omgekeerd zou de gemiddelde winst 7 tot 23 euro bedragen (maximum 13% van de totale factuur) voor de 78% die voordeel heeft bij de maatregel.

Op geaggregeerd niveau zouden, ongeacht het weerhouden scenario, de kleinste (0-1) en de grootste (5+) gezinnen netto bijdragers zijn aan de maatregel, terwijl de gezinnen van 2, 3 en 4 personen nettovoordelen zouden hebben bij de maatregel.

1. Ondanks de progressiviteit van de component "distributie" van de tarieven, zou het totale bedrag van de factuur – alle componenten inbegrepen – degressief blijven voor 67% van de Brusselse gezinnen .
2. 78% van de Brusselse gezinnen zou voordeel hebben bij de invoering van de progressieve tarifiering. Hun gemiddelde winst zou 7 tot 23 euro bedragen (maximum 13% van de totale

factuur).

3. Zoals hij momenteel is gedefinieerd, zou de maatregel de inspanning dus laten dragen door 22% van de Brusselse gezinnen. Hun gemiddelde bijdrage zou 18 tot 111 euro bedragen (maximum 23% van de totale factuur), afhankelijk van de grootte van het gezin.

3.2.2 Sociaaleconomische analyse in functie van het inkomen

Gemiddeld geven de rijkste gezinnen (namelijk die tot het vierde inkomenskwartiel behoren) 61% meer uit aan elektriciteit dan de armste gezinnen (eerste inkomenskwartiel), maar die uitgaven vertegenwoordigen een kleiner deel – 66% kleiner – van hun totaal inkomen. Het verbruik neemt dus toe met het inkomen, maar minder sterk dan het inkomen. Zo zouden de rijkste gezinnen meer bijdragen tot de maatregel en zou 86% van de armste gezinnen voordeel hebben bij de maatregel.

Maar hoewel de rijkste gezinnen meer zouden bijdragen tot de maatregel – 24% van de gezinnen die tot het vierde kwartiel behoren, hetzij ongeveer 26 000 gezinnen –, blijkt uit een meer gedetailleerde analyse dat 14% (ongeveer 15 000 gezinnen) van de armste gezinnen (kwartiel 1) eveneens bijdrager zou zijn.

De meeste gezinnen met een laag inkomen (minder dan 15 600 EUR/jaar) en een groot verbruik (meer dan het 80e percentiel) zouden sterk getroffen worden door de maatregel. Voor deze gezinnen zou de progressieve tarifiering de elektriciteitsfactuur gemiddeld met 7 tot 12% verhogen, naargelang van hun grootte. Rekening houdend met hun kenmerken, gaat het om een significante stijging die financiële moeilijkheden kan veroorzaken of verergeren.

De spelers op het terrein (OCMW's) die we hebben gesproken, bevestigen de uitgevoerde analyses en vinden de maatregel globaal positief, ook al is het volgens hen niet de beste maatregel om de situatie van de kwetsbare gezinnen te verbeteren. Ze benadrukken ook het regressieve effect voor de kwetsbare gezinnen met een overdadig verbruik. Dat laatste is meestal verbonden met de woningen en/of de apparatuur. De manoeuvreerruimte van de gezinnen is beperkt door hun huurdersstatus in de overgrote meerderheid van de gevallen en door het feit dat ze weinig of niet kunnen investeren.

De OCMW's vrezen een toevloed van deze zeer kwetsbare gezinnen die hen zou verplichten om curatieve maatregelen te nemen, ten nadele van de preventie. Ze wijzen op verschillende acties die men zou kunnen ondernemen als noodzakelijke aanvulling op de eventuele invoering van een progressieve tarifiering: de aanpassing van de energiepremies om de aankoop van efficiënte huishoudapparaten te bevorderen, het verruimen van het statuut van beschermde afnemer en een verbetering van de conformiteitscontrole van de woningen (meer bepaald de installatie van een aparte meter per woning).

1. De rijkste gezinnen zouden meer bijdragen tot de maatregel en 86% van de armste gezinnen zou voordeel hebben bij de maatregel.
2. De meeste gezinnen met een laag inkomen (minder dan 15 600 EUR/jaar) en een groot verbruik (meer dan het 80e percentiel) zouden sterk getroffen worden door de maatregel. Ze vertegenwoordigen 14% van het eerste inkomenskwartiel, hetzij ongeveer 15 000 gezinnen.

3. De spelers op het terrein (OCMW's) die we hebben gesproken, bevestigen de uitgevoerde analyses en vinden de maatregel globaal positief, ook al is het volgens hen niet de beste maatregel om de situatie van de kwetsbare gezinnen te verbeteren. Ze benadrukken ook het regressieve effect voor de kwetsbare gezinnen met een overdadig verbruik.

3.3 Milieuanalyse

Hoewel er zonder twijfel een potentieel voor energiebesparing aanwezig is in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, zijn er meerdere obstakels. Enerzijds laat hun gebrek aan investeringscapaciteit bepaalde gezinnen niet toe om acties te ondernemen om hun energiefactuur te verlagen. Anderzijds heeft het hoge percentage huurders tot gevolg dat er geen directe controle is over de te nemen maatregelen. Tot slot kunnen we nog andere obstakels voor de realisatie van de potentiële besparingen noemen: administratieve problemen, gebrek aan kennis inzake de investeringen voor energiebesparing of de noodzakelijke gedragsveranderingen, enz.

Met een systeem van progressieve tarifiering stijgt de prijs van de elektriciteit voor bepaalde gezinnen en daalt hij voor andere. We moeten dus met twee effecten rekening houden: het prijseffect en het boemerangeffect. Ze compenseren elkaar en daardoor daalt het elektriciteitsverbruik slechts met 1,7 GWh. De nettovermindering van het elektriciteitsverbruik zou slechts -0,17% bedragen in de perimeter van de maatregel (hetzij een vermindering van 440 ton CO₂). Zelfs in een scenario met sterke progressiviteit (90%) zou de nettodaling niet meer dan -0,5% van het totale verbruik bedragen.

Het prijssignaal volstaat dus niet om massale energiebesparingen te veroorzaken en volgens de beschikbare statistieken zou de progressieve tarifiering het totale huishoudelijke elektriciteitsverbruik slechts marginaal beïnvloeden.

Alle spelers zijn het erover eens dat de progressieve tarifiering het prijssignaal zeer moeilijk te begrijpen maakt voor veel gezinnen.

1. De nettovermindering van het elektriciteitsverbruik zou slechts -0,17% in de perimeter van de maatregel (hetzij een vermindering van 440 ton CO₂).
2. De progressieve tarifiering zou het totale huishoudelijke elektriciteitsverbruik slechts marginaal beïnvloeden..
3. Alle spelers zijn het erover eens dat de progressieve tarifiering het prijssignaal zeer moeilijk te begrijpen maakt voor veel gezinnen.

3.4 Technisch-economische analyse van het model

3.4.1 Raming van de implementatiekosten

De invoering van de progressieve tarifiering zou kosten van diverse aard met zich meebrengen: investeringen in de informatiesystemen van de verschillende spelers

(leveranciers, DNB, regulator), hogere personeelskosten om de vragen en klachten als gevolg van de implementatie van de maatregel te beheren, enz. Er werden ramingen verzameld bij de verschillende spelers via consultaties en de organisatie van workshops. Ze zijn uiteraard afhankelijk van de weerhouden hypothesen.

De implementatiekost zou 6,8 miljoen euro bedragen voor de eerste vijf toepassingsjaren van de progressieve tarifiering. De recurrente operationele kosten zouden een belangrijk deel van dit bedrag vormen: 77% van de kosten voorzien door de leveranciers en 39% van die van de DNB. Het beheer van de vragen en klachten zou 75 tot 90% van de operationele kosten vertegenwoordigen die deze laatste heeft opgegeven.

Toegepast op het gemiddeld Brussels gezin zou de totale maatschappelijke kost – namelijk het geheel van de kosten als gevolg van de progressieve tarifiering, ongeacht of ze al of niet in de factuur worden doorgerekend – 3,14 EUR/jaar/gezin bedragen voor de eerste vijf jaar, hetzij 0,14 cEUR/kWh. Een gezin van twee personen dat 2 000 kWh/jaar verbruikt, zou bijvoorbeeld 41 EUR besparen op zijn jaarlijkse factuur dankzij de invoering van de progressieve tarifiering. De maatschappelijke kost zou voor dit gezin ongeveer 2 EUR bedragen. Zijn nettowinst zou dus 39 EUR bedragen, hetzij ongeveer 10% van zijn totale factuur.

De directe kost van de maatregel op de distributietarieven zou de factuur van een gemiddeld Brussels gezin met 2,33 EUR/jaar/gezin verhogen tijdens de eerste vijf jaar. Dat vertegenwoordigt een eenheidskost van 0,10 cEUR/kWh en 10% van het totale getransfereerde bedrag. Na de eerste vijf jaar waarin de implementatiekosten zouden worden afgeschreven, zou de beheerskost 1,10 EUR/jaar bedragen voor het gemiddeld Brussels gezin (2,14 EUR/jaar rekening houdend met de totale maatschappelijke kost).

Hoewel significant, zou de maatschappelijke kost voor de invoering en de toepassing van de progressieve tarifiering slechts een marginale impact hebben op de eindfactuur van de huishoudelijke klant.

1. De implementatiekost zou 6,8 miljoen euro bedragen voor de eerste vijf toepassingsjaren van de progressieve tarifiering:
 - De totale maatschappelijke kost zou 3,14 EUR/jaar/gezin bedragen.
 - De directe kost van de maatregel op de distributietarieven zou de factuur van een gemiddeld Brussels gezin met 2,33 EUR/jaar/gezin verhogen tijdens de eerste vijf jaar.
2. Hoewel significant, zou de maatschappelijke kost voor de invoering en de toepassing van de progressieve tarifiering slechts een marginale impact hebben op de eindfactuur van de huishoudelijke klant.

3.4.2 Limieten en operationele problemen

Er werden voornamelijk 13 risico's geïdentificeerd in verband met de eventuele invoering van de progressieve tarifiering. Naast de economische impact brengt de maatregel immers aanzienlijke operationele moeilijkheden met zich mee. In een aantal workshops hebben we 41

opmerkingen verzameld van de verschillende spelers. Ze vertegenwoordigen 13 verschillende risico's, die vervolgens in 4 categorieën konden worden ondergebracht.

Twee risicocategorieën zijn bijzonder belangrijk: de categorie risico's verbonden met de inzameling van de gegevens en de categorie risico's verbonden met de complexiteit van het proces:

- De eerste categorie omvat de risico's verbonden met de verwerking van de gegevens over de gezinssamenstelling. Er zou onder andere een wetswijziging noodzakelijk zijn om de leverancier te verplichten om aan de DNB informatie door te geven en het gebruik van het Rijksregister toe te laten.
De databank zou slechts een keer per jaar worden bijgewerkt, wat *de facto* bepaalde veranderingen uitsluit die zich in de loop van het jaar voordoen (huwelijk, geboorte, echtscheiding, verhuis, enz.). Een meer frequente bijwerking is niet haalbaar want, naast de aanzienlijke werklast die gepaard gaat met het ophalen en controleren van de gegevens, zou dit een bijzonder moeilijke oefening zijn. Men zou immers moeten berekenen welk volume er voor en na de verandering werd verbruikt - rekening houdend met de gezinssamenstelling, de seizoenseffecten en de weersomstandigheden – en bepalen wat het gepaste tarief (of beter, de gepaste tarieven) zou(den) zijn - namelijk bepalen hoe de grenzen van de verbruiksschijven zouden moeten worden aangepast om rekening te houden met een tijdshorizon van minder dan een jaar.
- De tweede categorie omvat de moeilijkheid voor de DNB om, tegen 1 januari 2016, de specifieke elementen van het model te bepalen die noodzakelijk zijn voor de aanpassing van MIG 6. Het probleem zou worden verergerd door de noodzaak om de tariefmethodologie te herzien (zie hoger), wat meerdere weken zou duren. Het proces zou niet alleen complex zijn voor de marktspelers. Het zou ook complex zijn voor de Brusselse gezinnen en het niet-begrijpen van de maatregel zou de verwachte effecten kunnen schaden en tot veel vragen leiden die de verschillende spelers zouden moeten behandelen.

De twee andere risicocategorieën omvatten het bepalen welke gezinnen voordeel zouden hebben bij de maatregelen en de negatieve externaliteiten, namelijk de indirecte gevolgen op de werking van de elektriciteitsmarkt. Zo is bijvoorbeeld het geval van de gezinnen die over meerdere EAN's beschikken niet voorzien in de tariefmethodologie. Bovendien zou, in het geval van co-ouderschap, slechts een van de twee ouders aanspraak kunnen maken op een exacte gezinssamenstelling.

De spelers op het terrein wijzen overigens ook op het belangrijke risico van "gaming" van bepaalde klanten die voor een professioneel contract zullen kiezen om buiten het toepassingsdomein van de progressieve tarifiering te vallen. Dit fenomeen zou tot een aanzienlijk onevenwicht leiden en zou een discriminatie tussen afnemers creëren.

Tot slot zou de maatregel een rem zetten op bepaalde marktontwikkelingen zoals smart metering of elektrische voertuigen, die zouden worden benadeeld door een progressieve tarifiering. Ze zou ook in strijd kunnen zijn met het toekomstige marktmodel en met de Richtlijn "Energie-efficiëntie".

De invoering van het voorgestelde model van progressieve tarifiering is dus zeer complex voor de eindklant en lijkt moeilijk te implementeren.

Het risico dat tegen het voorgestelde model beroep wordt aangetekend, is reëel, zowel door de marktpelers als door derden die zich gediscrimineerd zouden voelen door de installatie van een dergelijk systeem.

Er zijn andere modellen van progressieve tarifiering mogelijk, maar ze zouden de belangrijkste vastgestelde problemen niet oplossen. De aangeboden systemen van verbruiksschijven in functie van de gezinssamenstelling (zoals ontwikkeld in Vlaanderen en Wallonië) zouden nog steeds de gegevens over de gezinssamenstelling vereisen.

1. Twee risicocategorieën zijn bijzonder belangrijk:
 - de categorie risico's verbonden met de inzameling van de gegevens
 - er zou een wetswijziging noodzakelijk zijn om de leverancier te verplichten om aan de DNB informatie door te geven en het gebruik van het Rijksregister toe te laten.
 - de databank zou slechts een keer per jaar worden bijgewerkt, wat {1}de facto{1} bepaalde veranderingen uitsluit die zich in de loop van het jaar voordoen (huwelijk, geboorte, echtscheiding, verhuis, enz.).
 - De categorie risico's verbonden met de complexiteit van het proces
 - de moeilijkheid voor de DNB om, tegen 1{1}{1} januari 2016, de specifieke elementen van het model te bepalen die noodzakelijk zijn voor de aanpassing van MIG 6.
 - het niet-begrijpen van de maatregel zou de verwachte effecten kunnen schaden en tot meer klachten leiden.
2. Er zijn andere modellen van progressieve tarifiering mogelijk, maar ze zouden de belangrijkste vastgestelde problemen niet oplossen.

4 Conclusies

Zoals ze momenteel is voorzien door de tariefmethodologie, zou de progressieve tarifiering van toepassing zijn op 19% (1,06 TWh) van het totale elektriciteitsverbruik van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en zou ze enkel betrekking hebben op het variabele distributietarief (38% van een factuur). Deze studie heeft aangetoond dat deze methodologie zou moeten worden aangepast om het neutraliteitsconcept te herdefiniëren.

78% van de Brusselse gezinnen zou voordeel hebben bij de invoering van de progressieve tarifiering, met een gemiddelde winst van 7 tot 23 euro (maximum 13% van de totale factuur). Omgekeerd zou 22% van de Brusselse gezinnen bijdragen aan de maatregel. Hun gemiddelde bijdrage zou 18 tot 111 euro bedragen (maximum 23% van de totale factuur), afhankelijk van de grootte van het gezin. Toch zou, ondanks de progressiviteit van de component "distributie" van de tarieven, het totale bedrag van de factuur – alle componenten inbegrepen – degressief blijven voor 67% van de Brusselse gezinnen .

Wat de sociale doelstelling betreft, hoewel de rijkste gezinnen meer aan de maatregel zouden bijdragen – 24% (ongeveer 26 000 gezinnen) van de gezinnen die tot het vierde kwartiel behoren, zou bijdragen –, zou ook 14% (ongeveer 15 000 gezinnen) van de armste gezinnen (kwartiel I) eraan bijdragen. De spelers op het terrein (OCMW's) die we hebben gesproken, bevestigen de uitgevoerde analyses en vinden de maatregel globaal positief, ook al is het volgens hen niet de beste maatregel om de situatie van de kwetsbare gezinnen te verbeteren. Ze benadrukken ook het belang van aanvullende maatregelen.

De progressieve tarifiering zou het totale huishoudelijke elektriciteitsverbruik slechts marginaal beïnvloeden.. De nettovermindering van het elektriciteitsverbruik zou inderdaad slechts -0,17% bedragen in de perimeter van de maatregel (hetzij een vermindering van 440 ton CO₂).

De implementatiekost zou 6,8 miljoen euro bedragen voor de eerste vijf toepassingsjaren van de progressieve tarifiering, wat een totale maatschappelijke kost van 3,14 EUR/jaar/gezin vertegenwoordigt. Deze raming omvat de directe kost van de maatregel op de distributietarieven die de factuur van een gemiddeld Brussels gezin met 2,33 EUR/jaar/gezin zou verhogen tijdens de eerste vijf jaar.

Naast de kost, zou de maatregel ook aanzienlijke operationele moeilijkheden met zich meebrengen. Meer bepaald zou de inzameling van de gegevens een wetswijziging vereisen om de leverancier te verplichten om aan de DNB informatie door te geven en het gebruik van het Rijksregister toe te laten. Bovendien zou de databank slechts een keer per jaar worden bijgewerkt, wat {1}de facto{1} bepaalde veranderingen uitsluit die zich in de loop van het jaar voordoen (huwelijk, geboorte, echtscheiding, verhuis, enz.). De complexiteit van het proces kan de maatregel bovendien moeilijk te begrijpen maken, de verwachte effecten schaden en tot meer klachten leiden. Het zou ook betekenen dat de DNB, tegen 1 januari 2016, de specifieke elementen van het model zou moeten bepalen die noodzakelijk zijn voor de aanpassing van MIG 6.

De invoering van het voorgestelde model van progressieve tarifiering is dus zeer complex voor de eindklant en lijkt moeilijk te implementeren. Ze zou ook in strijd kunnen zijn met het toekomstige marktmodel en met de Richtlijn "Energie-efficiëntie".

Het risico dat tegen het voorgestelde model beroep wordt aangetekend, is reëel, zowel door de marktspelers als door derden die zich gediscrimineerd zouden voelen door de installatie van een dergelijk systeem.

Er zijn andere modellen van progressieve tarifiering mogelijk, maar ze zouden de belangrijkste vastgestelde problemen niet oplossen.

5 Standpunt van Brugel

Op sociaaleconomisch niveau heeft de studie duidelijk aangetoond dat de progressieve tarifiering niet beantwoordt aan de doelstelling tot herverdeling van de sociale kost van de energie en dit zelfs hoewel bijna 80% van de huishoudelijke afnemers er voordeel bij heeft en 20% eraan bijdraagt: dit onevenwicht tussen de twee categorieën kan op zich al vragen oproepen op het vlak van sociale gelijkheid. Er werd ook vastgesteld dat de bijdragers niet alleen tot de categorie met het grootste inkomen behoren.

De sociale realiteit is complex en bestaat uit een combinatie van diverse elementen, zoals de staat van het gebouw of de elektrische apparaten. Deze elementen hebben een negatieve invloed op het verbruik van een aantal gezinnen met een laag inkomen, die aan de maatregel zouden bijdragen. Deze maatregel zou tot gevolg hebben dat deze gezinnen in een spiraal van grotere energiearmoede terechtkomen die overigens tot een meer aanzienlijke interventie van de OCMW's zou leiden.

Bovendien zouden de gezinnen van 5 personen en meer aan de maatregel bijdragen en hem dus in strijd maken met wat algemeen en maatschappelijk wordt aanvaardt inzake de bescherming van de grote gezinnen.

Brugel is bijgevolg van mening dat het voorgestelde model geenszins toelaat om de energiearmoede te verminderen en een oplossing te bieden voor de grote gezinnen. Het principe van eerlijke verdeling tussen de verschillende verbruikerscategorieën kan niet worden gegarandeerd.

Op het vlak van het leefmilieu is Brugel van mening dat een progressieve tarifiering niet beantwoordt aan de milieumotivaties die de maatregel ondersteunen.

Hoewel de implementatiekosten relatief redelijk zijn, werd duidelijk aangetoond dat een dergelijk model praktisch niet toepasbaar is. Brugel vindt overigens dat deze operationele beperkingen en het aanzienlijke risico van beroep op zich volstaan om het niet implementeren van de maatregel te rechtvaardigen.

Brugel vindt het ook belangrijk te vermelden dat de studie werd uitgevoerd bij een constant markt- en tariefmodel. Maar de progressieve facturatie van de distributiekosten is niet aangepast aan de distributiekosten vanuit strikt economisch oogpunt. In een investeringslogica zou een tarifiering van de distributiekosten met een capaciteitsterm legitiem kunnen zijn in de volgende tariefperiodes. Anderzijds kan Brugel geen model steunen dat indruist tegen de evolutie van de energiemarkt door met name geen rekening te houden met de ontwikkeling van de smartmetering en de flexibiliteitsmechanismen. De duurzaamheid van de maatregel is dus ontegensprekelijk beperkt.

Ten slotte en op basis van al deze overwegingen stelt Brugel vast dat de basisdoelstellingen, ecologische en sociale doelstellingen door de huidige maatregel niet bereikt kunnen worden.

Brugel is om die redenen geen voorstander van de invoering van een progressieve tarifiering voor elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zoals deze georganiseerd is door de ordonnantie.

In deze optiek stelt Brugel de wetgever voor om maatregelen te nemen om tot de intrekking te komen van dit mechanisme zoals voorzien in artikel 9quinquies 18° van de ordonnantie "elektriciteit".

Indien de wetgever de bovengenoemde basisdoelstellingen wou bereiken dan zou het wenselijk zijn om andere aansporende maatregelen te versterken of te ontwikkelen.

6 Bijlage

Gedetailleerde studie over de invoering van een progressieve tarifiering voor elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest – uitsluitend beschikbaar in het Frans.



ÉTUDE SUR LA TARIFICATION PROGRESSIVE DE L'ÉLECTRICITÉ EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE

ÉTUDE DE L'IMPACT SOCIO-ÉCONOMIQUE ET
ENVIRONNEMENTAL
ET
ANALYSE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU MODÈLE

Septembre 2015

siapartners

Avertissement

Le présent document est un rapport final d'une étude, réalisée par Sia Partners à la demande de BRUGEL. Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de BRUGEL sur la thématique traitée et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. BRUGEL ne peut garantir l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.

Copyright :

Tous les droits patrimoniaux liés à ce document appartiennent à BRUGEL. Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, intégrale ou partielle, de ce document peut se faire sans l'autorisation de BRUGEL, mais en mentionnant explicitement la source d'information.

Présentation de BRUGEL

BRUGEL (BRUXelles Gaz ELECTricité) est le régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité.

BRUGEL est investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part. Pour plus de détails sur nos missions, consultez l'ordonnance du 14 décembre 2006 par laquelle BRUGEL a été créé.

Par ailleurs BRUGEL a défini de manière stratégique ses engagements pour un fonctionnement efficace du marché, un réseau intelligent et une protection vigilante du consommateur.

- Garantir un marché de l'énergie performant et équitable
- Promouvoir le développement efficient et durable des réseaux de distribution et de transport régional du gaz et de l'électricité
- Conseiller de manière qualitative, précise et proactive les autorités sur le marché de l'énergie à Bruxelles
- Utiliser au mieux notre compétence et notre implication dans le domaine de l'énergie
- Etre au service du public
- Participer activement à la bonne mise en œuvre de la politique énergétique de la Région

Pour plus d'information : www.brugel.be

Sia Partners est spécialisé dans le conseil stratégique et opérationnel à travers toute l'Europe. Notre cabinet intervient à tous les niveaux de la chaîne de valeur des entreprises en les accompagnant dans les évolutions majeures de leur secteur et en améliorant leur performance.

Fondé en 1999, Sia Partners a ouvert le bureau de Bruxelles en 2005 avec pour objectif d'offrir une vue plus large à l'entreprise et suivre de plus près les évolutions du marché à l'international.

En Belgique, notre équipe est composée d'experts multilingues. Aujourd'hui, avec l'objectif permanent de satisfaction du client, Sia Partners rassemble un portefeuille impressionnant de clients dans l'énergie et dans les services financiers constitué de 50% des entreprises du Bel 20.

Sia Partners se spécialise par secteur d'activités. L'unité de compétence "Energie" possède plus de 150 experts sur les cinq continents avec une majorité en Europe occidentale (100 personnes). Sia Partners réalise des rapports stratégiques et/ou analytiques pour les principaux acteurs du monde de l'énergie.

CONTACTS POUR LA PRÉSENTE ÉTUDE:

Jean Trzcinski – Associate Partner

+32 2 213 82 85

+32 485 690 875

jean.trzcinski@sia-partners.com

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| Avertissement | 2 |
| Présentation de BRUGEL | 2 |
| Table des matières | 5 |
| Liste des figures | 9 |
| I. Contexte et objectifs | 13 |
| A. Contexte général de la tarification progressive | 13 |
| 1. Utilisation rationnelle de l'énergie | 13 |
| 2. Précarité énergétique | 13 |
| B. Tarification progressive : concept et applications | 14 |
| C. La tarification progressive en Belgique : les cas de la Flandre et de la Wallonie | 15 |
| D. Instauration de la tarification progressive en Région de Bruxelles-Capitale | 17 |
| II. Etude de l'impact socio-économique et environnemental | 18 |
| A. Modèle et paramètres | 18 |
| 1. Périmètre d'application de la méthodologie de tarification progressive | 18 |
| 2. Méthodologie de tarification progressive arrêtée par Brugel | 19 |
| 2.1 Principes directeurs | 20 |
| 2.2 Paramètres de la tarification | 20 |
| 3. Définition des tranches de consommation x_i | 22 |
| 3.1 Focus sur les compteurs standards..... | 22 |
| 3.2 Focus sur les compteurs bi-horaires..... | 25 |
| 4. Hypothèse de neutralité et équivalence entre consommations standard et bi-horaire | 25 |
| 5. Estimation de la distribution..... | 26 |
| 5.1 Estimation de la distribution à partir des dépenses en électricité (SPF Economie) | 27 |
| 5.2 Estimation de la distribution à partir de données wallonnes..... | 28 |
| 6. Aperçu des scénarios | 31 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| B. | Impact socio-économique au niveau de la population bruxelloise | 32 |
| 1. | Analyse de la progressivité des tarifs..... | 32 |
| 1.1 | Compteurs standards..... | 32 |
| 1.2 | Compteurs bi-horaires..... | 37 |
| 2. | Bénéficiaires et contributeurs par taille de ménage..... | 38 |
| 2.1 | Analyse de la distribution basée sur les données du SPF Economie..... | 38 |
| 2.2 | Analyse de la distribution basée sur les données de la Région wallonne..... | 39 |
| 3. | Effet de redistribution..... | 40 |
| 3.1 | Effet de redistribution – Analyse par taille de ménage..... | 40 |
| 3.2 | Effet de redistribution – Comparaison des différents types de compteurs..... | 41 |
| C. | Impact socio-économique en fonction des revenus | 44 |
| 1. | Relation entre le revenu et la consommation d'électricité..... | 44 |
| 2. | Calage des distributions par quartile de revenu sur une loi log normale..... | 45 |
| 3. | Croisement du revenu, de la taille des ménages et de la consommation..... | 46 |
| 4. | Part de bénéficiaires et contributeurs par quartile de revenu..... | 47 |
| 5. | Focus sur les ménages du 1 ^{er} quartile ayant une consommation supérieure au 80 ^e percentile..... | 50 |
| 6. | Analyse qualitative..... | 51 |
| D. | Impact environnemental | 53 |
| 1. | Rappel des usages d'électricité chez les résidentiels et du potentiel d'économies d'énergie..... | 53 |
| 1.1 | Usages d'électricité..... | 53 |
| 1.2 | Potentiel d'économies d'énergie..... | 53 |
| 2. | Mécanisme de l'effet-prix..... | 54 |
| 3. | Estimation de l'impact environnemental..... | 56 |
| 4. | Sensibilité de l'impact environnemental au niveau de progressivité..... | 57 |
| III. | Analyse technico-économique du modèle | 58 |
| A. | CAPEX et OPEX liés à l'implémentation du système | 58 |
| 1. | Hypothèses liées aux coûts supportés par les fournisseurs..... | 59 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 2. | Hypothèses liées aux coûts supportés par le GRD..... | 60 |
| 3. | Vue d'ensemble des coûts liés à l'implémentation de la tarification progressive (Business Case).... | 63 |
| 4. | Comparaison avec les deux autres régions et le secteur de la distribution de l'eau..... | 64 |
| 5. | Focus sur les risques induisant des coûts opérationnels | 66 |
| B. | Impact des CAPEX et OPEX sur la facture | 68 |
| 1. | Période d'implémentation : de 2016 à 2020 | 68 |
| 1.1 | Impact sur le coût sociétal | 68 |
| 1.2 | Impact des coûts d'implémentation du GRD sur la facture annuelle d'un ménage | 69 |
| 1.3 | Impact de la mesure sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs | 70 |
| 2. | Période post-implémentation : 2021 et au-delà..... | 72 |
| 2.1 | Impact sur le coût sociétal | 72 |
| 2.2 | Impact des coûts d'implémentation du GRD sur la facture annuelle d'un ménage | 73 |
| 2.3 | Impact de la mesure sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs | 74 |
| 3. | Focus : Impact total de la mesure pour un ménage bruxellois type..... | 75 |
| C. | Réfectivité des coûts | 76 |
| 1. | Définition de la réfectivité des coûts | 76 |
| 2. | Problème du seuil de progressivité..... | 76 |
| 3. | Tarifcation progressive et réfectivité des coûts | 77 |
| 3.1 | Tarifcation progressive et réfectivité des coûts de distribution | 77 |
| 3.2 | Tarifcation progressive et réfectivité des coûts de production..... | 77 |
| D. | Risques et difficultés opérationnelles | 78 |
| 1. | Récolte des risques et difficultés liés à l'application de la tarification progressive à Bruxelles | 78 |
| 1.1 | Identification par les acteurs du marché de l'électricité : Sibelga..... | 78 |
| 1.2 | Identification par les acteurs du marché de l'électricité : FEBEG..... | 79 |
| 1.3 | Identification par des entités liées à la tarification progressive: Hydrobru | 80 |
| 1.4 | Identification par des entités liées à la tarification progressive: CPAS et Infor GazElec | 81 |
| 2. | Classification des risques identifiés par les différents acteurs interrogés..... | 81 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 3. | Détails des risques identifiés et de leur niveau de criticité | 84 |
| 3.1 | Récolte et traitement de données..... | 85 |
| 3.2 | Ciblage des ménages | 90 |
| 3.3 | Complexité du système..... | 95 |
| 3.4 | Externalités négatives..... | 97 |
| 4. | Comparaison du modèle de Brugel à d'autres systèmes de tarification progressive..... | 102 |
| IV. | Bibliographie | 104 |
| V. | Annexes..... | 105 |
| A. | Annexes relatives au Lot n°1 | 105 |
| 1. | Annexe 1 – Traitement des ménages de taille zéro..... | 105 |
| 1.1 | Comparaison du nombre d'EANs et du nombre de ménages | 105 |
| 1.2 | Identification du personnel diplomatique | 105 |
| 2. | Annexe 2 – Méthodologie de calcul des distributions croisées..... | 105 |
| 2.1 | Étape 0 : Collecte des données..... | 107 |
| 2.2 | Étape 1 : Traitement et analyse des données | 109 |
| 1. | Analyse des prix de l'électricité en 2012 et 2015 | 109 |
| 2. | Agrégation et analyse des données de consommation..... | 110 |
| 3. | Agrégation et analyse des données de composition des ménages..... | 113 |
| 4. | Analyse de l'évolution de la consommation..... | 115 |
| 2.3 | Étape 2 : Calcul de la distribution à partir des données wallonnes..... | 116 |
| 2.4 | Étape 3 : Calcul de la distribution à partir des dépenses en électricité..... | 120 |
| 3. | Annexe 3 – Analyse de la pertinence d'un scénario à 5 tranches | 121 |
| 4. | Annexe 4 – Effet de redistribution : analyse des trois scénarios..... | 122 |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure 1 : Scénarios d'évolution de la consommation électrique en Région de Bruxelles-Capitale | 13 |
| Figure 2 : Part des revenus consacrés aux dépenses énergétiques (par décile)..... | 14 |
| Figure 3 : Tarifs dégressifs en Région de Bruxelles-Capitale (avril 2015)..... | 14 |
| Figure 4 : La tarification progressive en Belgique : le cas de la Flandre..... | 16 |
| Figure 5 : La tarification progressive en Belgique : le cas de la Wallonie | 16 |
| Figure 6 : Données incluses dans l'analyse | 19 |
| Figure 7 : Données incluses dans l'analyse (EANs, ménages et consommation totale)..... | 19 |
| Figure 8 : Définition des tranches de consommation pour un ménage de taille fixée | 20 |
| Figure 9 : Calcul des tarifs selon différents paramètres..... | 21 |
| Figure 10 : Prise en compte de l'hypothèse de neutralité | 21 |
| Figure 11 : Paramètres d'opérationnalisation des principes directeurs..... | 22 |
| Figure 12 : Consommation réelle en kWh/an (avec taux de pénétration réel) pour un ménage moyen (2,15 personnes) | 23 |
| Figure 13 : Consolidation des résultats - Définition des bornes en fonction de la taille du ménage..... | 24 |
| Figure 14 : Définition des x_i par type de compteur | 25 |
| Figure 15 : Profil des distributions de la consommation (kWh) par type de compteur | 26 |
| Figure 16 : Calage des distributions selon une loi log-normale..... | 27 |
| Figure 17 : Distribution obtenue à partir des données du SPF Economie | 28 |
| Figure 18 : Calage des distributions selon une loi log-normale..... | 29 |
| Figure 19 : Distribution obtenue par segment Eurostat..... | 30 |
| Figure 20 : Comparaison des distributions wallonne et bruxelloise | 30 |
| Figure 21 : 6 scénarios résultant du croisement des 3 types de progressivité étudiés et des 2 distributions construites... | 31 |
| Figure 22 : Facteur de progressivité moyen en fonction de la consommation annuelle (Scénario 2.1) | 32 |
| Figure 23 : Prix total de l'électricité sans et avec application de la tarification progressive (TVAC)..... | 33 |
| Figure 24 : Seuil de progressivité du prix total de l'électricité..... | 33 |
| Figure 25 : Prix total de l'électricité avec et sans tarification progressive (TVAC) – Comparaison | 34 |
| Figure 27 : Prix total avant et après application de la tarification progressive (TVAC), par scénario | 36 |
| Figure 26 : Facteur de progressivité moyen par scénario | 36 |
| Figure 28 : Facteur de progressivité moyen en fonction de la consommation annuelle..... | 37 |
| Figure 29 : Prix total de l'électricité sans et avec application de la tarification progressive (TVAC)..... | 37 |
| Figure 30 : Bénéficiaires et contributeurs par taille de ménage (tous compteurs) | 38 |
| Figure 31 : Gains et contributions par taille de ménage (tous compteurs)..... | 39 |
| Figure 32 : Gains et contributions moyens sur la facture annuelle (tous compteurs)..... | 40 |
| Figure 33 : Analyse des effets de redistribution - Comparaison des différents types de compteurs..... | 41 |
| Figure 34 : Modèle d'interprétation d'un boxplot..... | 42 |
| Figure 35 : Boxplot des gains par taille de ménage pour les compteurs standards* | 42 |
| Figure 36 : Boxplot des contributions par taille de ménage pour les compteurs standards* | 42 |
| Figure 37 : Effet de redistribution – Synthèse par scénario | 43 |
| Figure 38 : Dépenses en électricité en fonction du revenu..... | 44 |
| Figure 39 : Part des dépenses en électricité dans le revenu..... | 45 |
| Figure 40 : Distributions des quartiles de revenu, avec moyennes par quartile | 46 |
| Figure 41 : Distributions des quartiles de revenu selon la taille de ménage..... | 46 |
| Figure 42 : Distributions consommations (en kWh) / tailles de ménages / quartiles de revenus | 47 |
| Figure 44 : Gains et contributions par quartile (tous compteurs) - Analyse du scénario 2.1 | 49 |
| Figure 43 : Bénéficiaires et contributeurs par quartile pour les compteurs standards | 49 |
| Figure 45 : Seuil du 80ème percentile par taille de ménage | 50 |

| | |
|---|-----|
| Figure 46 : Impact sur la facture annuelle d'électricité (tous compteurs) | 51 |
| Figure 47 : Usages d'électricité dans le secteur résidentiel en Région bruxelloise..... | 53 |
| Figure 48 : Potentiel d'économies d'énergie dans le secteur résidentiel en Région bruxelloise..... | 54 |
| Figure 49 : Revue de la littérature sur l'élasticité-prix de l'électricité | 55 |
| Figure 50 : Variations de la consommation – Progressivité de 30% | 56 |
| Figure 51 : Variations de la consommation – Progressivité de 10% | 57 |
| Figure 52 : Variations de la consommation – Progressivité de 90% | 57 |
| Figure 53 : Identification et classification des coûts pour les acteurs du secteur | 59 |
| Figure 54 : Surcoûts opérationnels du GRD induits par la tarification progressive | 62 |
| Figure 55 : Business Case – Coûts de la mise en place de la tarification progressive pour les différents acteurs..... | 63 |
| Figure 56 : CAPEX et OPEX du Fournisseur et du GRD..... | 65 |
| Figure 57 : Proposition de scénario par Sibelga : Tarifs progressifs avec composition de ménage obtenue via la Banque Carrefour..... | 67 |
| Figure 58 : Impact sociétal des coûts d'implémentation | 69 |
| Figure 59 : Coûts durant la période d'implémentation (2016-2020) | 69 |
| Figure 61 : Impact des coûts d'implémentation sur la facture du consommateur | 70 |
| Figure 60 : Coûts durant la période d'implémentation (2016-2020) | 70 |
| Figure 62 : Bénéficiaires et contributeurs de la mesure après inclusion des coûts d'implémentation..... | 71 |
| Figure 63 : Impact des coûts opérationnels d'implémentation sur la facture du consommateur | 72 |
| Figure 64 : Coûts opérationnels (à partir de 2021) | 72 |
| Figure 65 : Coûts opérationnels (à partir de 2021) | 73 |
| Figure 66 : Impact des coûts opérationnels d'implémentation sur la facture du consommateur | 73 |
| Figure 67 : Bénéficiaires et contributeurs de la mesure après inclusion des coûts d'implémentation..... | 74 |
| Figure 68 : Calcul de la facture annuelle d'un ménage de consommation médiane | 75 |
| Figure 69 : Impact total de la tarification progressive sur un ménage médian (2.036 kWh/an) | 75 |
| Figure 70 : Deux classes de tarifications de l'électricité..... | 76 |
| Figure 71 : Méthodologie à suivre pour l'identification des risques opérationnels liés à la mesure de tarification progressive..... | 78 |
| Figure 72 : Classification des risques et difficultés opérationnelles identifiées en quatre catégories..... | 82 |
| Figure 73 : Classification des risques et difficultés opérationnelles en fonction de la sévérité et de la probabilité..... | 83 |
| Figure 74 : Risque 6 - catégories de foyers non-standards | 91 |
| Figure 75 : Risque 7 - simulateur Sibelga | 92 |
| Figure 76 : Mesures complémentaires suggérées lors de l'atelier avec le CPAS | 100 |
| Figure 77 : Comparaison du modèle de Brugel à d'autres systèmes de tarification progressive..... | 102 |
| Figure 78 : Résumé de la méthodologie de calcul des distributions croisées..... | 106 |
| Figure 79 : Prix moyen de l'électricité en fonction de la consommation (2012 et 2015) | 110 |
| Figure 80 : Décomposition de la facture d'un consommateur moyen en 2015 | 110 |
| Figure 81 : Répartition de la consommation d'électricité selon le type de clients | 111 |
| Figure 82 : Récapitulatif des consommations d'électricité incluses dans le modèle (2014)..... | 111 |
| Figure 83 : Récapitulatif des consommations d'électricité des clients protégés régionaux et exclusifs nuit (2014)..... | 112 |
| Figure 84 : Consommations moyennes et médianes selon le type de client | 112 |
| Figure 85 : Répartition de la population selon la taille du ménage en RBC (2014)..... | 113 |
| Figure 86 : Répartition des ménages selon leur taille en RBC et en Wallonie (2014) | 114 |
| Figure 87 : Influence de la pyramide des âges sur la consommation d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne | 115 |
| Figure 88 : Distribution des ménages selon leur consommation en 2014 et 2018 | 116 |
| Figure 89 : Evolution du nombre d'EANs et de la consommation inclus dans le périmètre de l'étude | 116 |

| | |
|---|------------|
| <i>Figure 90 : Calage des distributions selon une loi log-normale.....</i> | <i>118</i> |
| <i>Figure 91 : Distribution obtenue par segment Eurostat.....</i> | <i>118</i> |
| <i>Figure 92 : Comparaison des distributions wallonne et bruxelloise</i> | <i>119</i> |
| <i>Figure 93: Comparaison des distributions Wallonie et Région de Bruxelles-Capitale selon la taille des ménages.....</i> | <i>119</i> |
| <i>Figure 94: Calage des distributions selon une loi log-normale</i> | <i>120</i> |
| <i>Figure 95: Distribution obtenue</i> | <i>121</i> |
| <i>Figure 96 : Effet de redistribution - Scénario 2.....</i> | <i>122</i> |
| <i>Figure 97 : Effet de redistribution - Scénario 1.....</i> | <i>122</i> |
| <i>Figure 98 : Effet de redistribution - Scénario 3.....</i> | <i>123</i> |

I. Contexte et objectifs

A. Contexte général de la tarification progressive

Cette étude d'impact de la tarification progressive intervient dans un contexte énergétique marqué par l'importance croissante de l'utilisation rationnelle de l'énergie et la question de la précarité énergétique. L'introduction d'un système de tarification progressive est une des pistes envisagées par les autorités politiques pour traiter ces deux problématiques.

1. Utilisation rationnelle de l'énergie

Ces dernières années, des objectifs ont été fixés à différents niveaux de pouvoirs afin d'atteindre une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Par exemple :

- Objectif européen : réduction de 30% des émissions de gaz à effet de serre (GES) entre 1990 et 2025. Cet objectif s'est traduit en plusieurs objectifs intermédiaires en Belgique ;
- Objectif 2016 pour la Région de Bruxelles-Capitale: réduction de la consommation annuelle d'électricité de 2.465 GWh, c'est-à-dire 10% de la consommation moyenne 2001-2005.

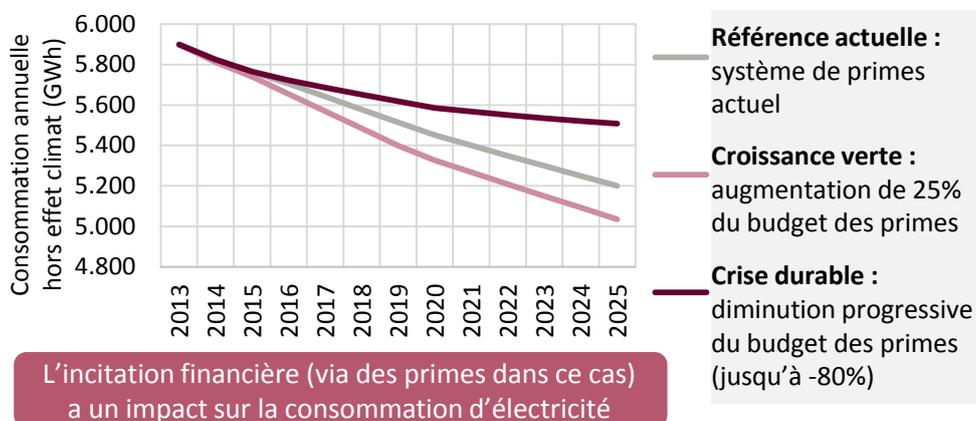
Différents plans d'action viennent appuyer l'objectif de la Région de Bruxelles-Capitale, en reprenant des mesures concernant principalement la consommation de combustibles. Or, selon une étude de Sia Partners pour Brugel, il est possible de réduire la consommation annuelle d'électricité de plus de 860 GWh d'ici 2025, dans les secteurs résidentiel et tertiaire uniquement, grâce aux incitants financiers que les primes énergie constituent (Figure 1).

La tarification progressive constitue une autre piste d'action : en augmentant le coût marginal de l'électricité, elle peut inciter les ménages à réduire leur consommation en investissant dans l'efficacité énergétique de leur logement ou en changeant leur comportement.

2. Précarité énergétique

En février 2014, une étude de Sia Partners estimait à 15% la part des ménages belges en situation de précarité

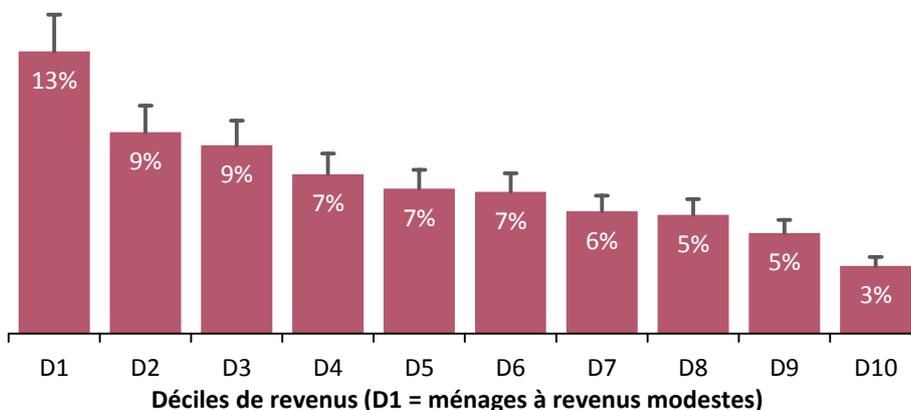
Figure 1 : Scénarios d'évolution de la consommation électrique en Région de Bruxelles-Capitale



SOURCE : Etude Sia Partners pour Brugel

té énergétique. Ces chiffres ont depuis été confirmés par le SPF Economie et la communauté scientifique. En moyenne, les ménages à revenus modestes consomment moins d'énergie que les plus riches, mais celle-ci

Figure 2 : Part des revenus consacrés aux dépenses énergétiques (par décile)



SOURCE: Statbel (2012-13) et analyse de Sia Partners

représente une part plus importante de leur budget (Figure 2).

Ces ménages manquent de ressources financières suffisantes pour améliorer eux-mêmes leur situation. Or, la précarité énergétique est une cause de surmortalité notamment car elle augmente significativement les risques de contracter diverses maladies. Elle affecte également la santé psychologique des personnes concernées et empêche de mener une vie décente.

Puisque les ménages modestes consomment en moyenne moins d'électricité, la tarification progressive a le potentiel théorique de leur être favorable et d'ainsi régler une partie du problème.

B. Tarification progressive : concept et applications

La tarification conventionnelle de l'électricité comprend une part fixe et une part variable. Elle rend ainsi les tarifs dégressifs par nature : au plus un ménage consomme, au plus le coût par kWh est faible (Figure 3). Cette dégressivité pénalise les ménages à faible consommation et incite peu aux économies d'énergie.

Figure 3 : Tarifs dégressifs en Région de Bruxelles-Capitale (avril 2015)



SOURCE : Simulateur en ligne de Brugel et analyse de Sia Partners

La tarification progressive de l'électricité, par opposition, a le potentiel théorique d'adresser les problématiques d'utilisation rationnelle de l'énergie et de précarité énergétique. C'est d'ailleurs pour des objectifs sociaux et environnementaux que celle-ci a été adoptée dans de nombreux pays.

L'Etat de Californie, par exemple, a introduit la tarification progressive dans le contexte de la crise pétrolière des années 70. Dans le cadre de cette tarification, une première tranche de consommation est fixée par le régulateur en fonction de la saison et de la zone climatique. Cette dernière couvre entre 50 et 70% des besoins d'un ménage-type. Les tranches suivantes (3 ou 4, exprimées en pourcentage de la première tranche) introduisent la progressivité.

Au Japon, un autre système de tarification progressive de l'électricité a été adopté en 1974. Il comporte trois tranches, dont la première vise à protéger les ménages à faibles revenus tandis que la troisième a pour objectif de favoriser les objectifs environnementaux. La catastrophe de Fukushima a entraîné une hausse des tarifs de TEPCO, répercutée progressivement sur les 3 tranches.

C. La tarification progressive en Belgique : les cas de la Flandre et de la Wallonie

Le cas de la Flandre (Figure 4) et celui de la Wallonie (Figure 5) sont deux autres exemples d'application d'une mesure de tarification progressive.

En 1999, la Région flamande a instauré l'attribution d'une quantité d'électricité « gratuite ». Depuis 2003, cette quantité est modulée pour tenir compte de la composition du ménage. La nouvelle majorité du gouvernement flamand (N-VA, CD&V et Open Vld) a confirmé en avril 2015 sa volonté de mettre fin à la tarification progressive qui, selon celle-ci, n'a pas permis d'atteindre les objectifs sociaux et environnementaux qui lui étaient liés.

La Région wallonne a également étudié l'opportunité de mettre en place une mesure similaire. La tarification « progressive, solidaire et familiale » (TPSF) a ainsi été adoptée par le gouvernement wallon en janvier 2014 et prévoit également une quantité d'électricité offerte à chaque ménage selon sa composition. Toutefois, en septembre 2014, le nouveau gouvernement wallon (PS-cdh) a acté le report de l'introduction de la tarification progressive à 2017, suite aux difficultés opérationnelles induites par la méthodologie arrêtée.

Ces deux retours d'expérience belges mettent en exergue les éventuels écueils liés à la tarification progressive. Au-delà des spécificités régionales et méthodologiques, ils soulignent l'importance d'étudier d'une part, les conséquences socio-économiques et environnementales d'une telle mesure et d'autre part, son coût ainsi que les difficultés opérationnelles qu'elle pourrait causer.

— Figure 4 : La tarification progressive en Belgique : le cas de la Flandre

RÉGION FLAMANDE



Date d'adoption

- La tarification progressive a été instaurée en **1999** sous le Ministre de l'Energie flamand Steve Stevaert (sp.a)

Modalités

- Dès 1999, la mesure prévoyait 100 kWh offerts à chaque ménage flamand
- Depuis 2003, chaque ménage flamand reçoit **100 kWh + 100 kWh par membre du ménage**

Suppression

- La déclaration de politique régionale 2014-2019 du nouveau gouvernement flamand (N-VA, CD&V et Open Vld) prévoyait **l'abandon de la mesure**
- En avril 2015, le gouvernement flamand a confirmé cette intention et annoncé la fin de la tarification progressive en Flandre pour 2016
- Selon lui, **la tarification progressive n'a pas permis d'atteindre les objectifs sociaux et environnementaux** qui lui étaient liés
- Elle devrait être remplacée par d'autres politiques permettant aux ménages de se prémunir de la précarité énergétique

SOURCE : VREG

Figure 5: La tarification progressive en Belgique : le cas de la Wallonie

RÉGION WALLONNE



Date d'adoption

- La « tarification progressive, solidaire et familiale » (TPSF) a été adoptée par le gouvernement wallon en janvier **2014**, sous le Ministre de l'Energie wallon Jean-Marc Nollet (Ecolo)

Modalités

- La mesure prévoit une quantité d'électricité offerte à chaque ménage selon sa composition (**de 400 kWh pour une personne isolée à 800 kWh pour les ménages de 7 personnes et plus ainsi que pour les clients protégés**)
- Deux tiers des ménages wallons devraient voir leur facture baisser suite à l'implémentation de la tarification progressive

Délai

- En septembre 2014, le nouveau gouvernement wallon (PS-cdh) a acté le report de l'introduction de tarification progressive à 2017
- Ce report est motivé par les **difficultés opérationnelles induites par la méthodologie arrêtée**
- Ces difficultés sont dues à la nécessité pour les GRD de disposer de la composition des ménages, de leur éventuel statut de client protégé, utilisation de pompes à chaleur, etc. ainsi que d'adapter leur système informatique

SOURCES : CWaPE ; Etude de Sia Partners pour le cabinet du Ministre wallon de l'Energie

D. Instauration de la tarification progressive en Région de Bruxelles-Capitale

Dans le cas de la Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 8 mai 2014 instaure un tarif progressif en électricité pour les clients résidentiels. Brugel, disposant de la compétence d'établir la méthodologie tarifaire à suivre pour la tarification progressive, a arrêté cette dernière dans sa décision 20140901-16 relative à la méthodologie tarifaire électricité.

Le régulateur bruxellois est également chargé de fixer les différents paramètres et modalités opérationnelles associés à cette méthodologie. Compte tenu des objectifs associés à l'introduction de la tarification progressive en Région de Bruxelles-Capitale et des difficultés rencontrées par les autres régions, il convient d'étudier l'influence de ces modalités opérationnelles sur :

- Les ménages les plus vulnérables de par leurs revenus et profil de consommation (aspect socio-économique) ;
- La consommation d'électricité par les ménages bruxellois (aspect environnemental) ;
- Les coûts des acteurs du secteur de l'énergie (aspect technico-économique).

Les deux premiers points sont étudiés dans le premier volet de cette étude (Section II), tandis que le dernier point fait l'objet d'une deuxième section (Section III).

II. Etude de l'impact socio-économique et environnemental

Le premier volet de cette étude vise à analyser l'impact socio-économique et environnemental de la tarification progressive. En guise de prérequis à cette analyse, un modèle dynamique de tarification progressive a été développé à partir d'une distribution statistique de la consommation des ménages bruxellois en fonction de leur composition. L'impact socio-économique de la mesure est ensuite évalué au niveau de l'ensemble des ménages concernés, en fonction de leur composition puis de leur niveau de revenu. Les résultats obtenus sont complétés par une vision plus qualitative de la problématique, construite au moyen d'interviews d'acteurs du terrain. Enfin, ce premier volet se clôture par une évaluation de la capacité de la tarification progressive à contribuer à la réduction globale de la consommation d'électricité. Cet impact environnemental est calculé sur la base de la capacité d'adaptation des ménages à une variation du prix de l'électricité (l'élasticité-prix).

A. Modèle et paramètres

Cette section détaille la construction du modèle dynamique de tarification progressive. La méthodologie fixée par Brugel ainsi que les discussions que le régulateur a menées avec Sibelga permettent de définir le périmètre d'application de la mesure, de même que les différents principes nécessaires au développement du modèle et à la définition de ses paramètres. Par ailleurs, deux distributions de la consommation d'électricité des ménages bruxellois sont estimées, l'une à partir de données sur les dépenses des ménages en électricité (SPF Economie), l'autre à partir d'une distribution de la consommation des ménages wallons. La confrontation des résultats basés sur ces deux distributions permettra de confirmer et affiner leur ordre de grandeur dans la section suivante. Finalement, six scénarios de progressivité sont présentés afin d'étudier la sensibilité du modèle.

1. Périmètre d'application de la méthodologie de tarification progressive

Conformément à la méthodologie tarifaire fixée par Brugel, tous les clients résidentiels de la Région de Bruxelles-Capitale sont inclus dans l'analyse, à l'exception des :

- **Clients disposant d'un compteur exclusif nuit** : sur la base de l'hypothèse que ces consommateurs se chauffent à l'électricité et qu'une tarification progressive leur serait exagérément défavorable ;
- **Clients protégés régionaux et fédéraux** : étant donné qu'ils bénéficient d'un tarif social spécifique (TSS).

Une fois ce périmètre défini, Sibelga a fourni les données de consommation (consommation annuelle moyenne et nombre d'EANs) par pas de 100 kWh, pour chaque type de compteur et chaque code postal bruxellois, en 2014. En accord avec Brugel, les prosumers n'ont pas été isolés dans l'analyse car leur part dans la population est faible et Sibelga ne dispose pas de données précises à leur sujet.

Figure 6 : Données incluses dans l'analyse

| ✓ Données IN | ✗ Données OUT |
|--|---|
| Clients résidentiels (<56kVA) : <ul style="list-style-type: none"> Avec compteur standard ou bi-horaire Des 19 communes bruxelloises | <ul style="list-style-type: none"> Clients avec compteurs exclusifs nuit 0,72% * Clients protégés fédéraux 9,46% * Clients protégés régionaux 0,59% * |
| 89,23% * | 10,77% * |

* Part dans le nombre total de clients résidentiels en Région de Bruxelles-Capitale

SOURCES : données Sibelga, analyse Sia Partners

Au total, environ 89 % des clients résidentiels en Région de Bruxelles-Capitale sont pris en compte dans l'analyse (Figure 6), ce qui représente 432.439 EANS, partagés entre 482.248 ménages pour un volume total de consommation de 1,06 TWh (2014) (Figure 7). Cette consommation représente approximativement 76% du volume total de consommation résidentielle en Région de Bruxelles-Capitale, qui s'élève à 1,39 TWh (IBGE, Bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2013).

Etant donné que 89% des clients résidentiels représentent 76% de la consommation totale, les clients exclus ont une consommation moyenne plus élevée que les clients inclus dans le modèle. Il est à noter qu'à l'échelle de la Région, tous secteurs confondus, le volume de consommation concerné par le modèle représente 19% de la consommation d'électricité totale.

Figure 7 : Données incluses dans l'analyse (EANS, ménages et consommation totale)

| | |
|------------------------------|---------------|
| Nombre d'EANS | 432.439 |
| Nombre de ménages | 482.248 |
| Volume de consommation (kWh) | 1.061.985.477 |

SOURCE : Sibelga

2. Méthodologie de tarification progressive arrêtée par Brugel

Dans sa décision 20140901-16 relative à la méthodologie tarifaire électricité, Brugel a établi cinq principes directeurs qui doivent conduire l'élaboration de cette mesure et a également défini les paramètres qui serviront au calcul de la tarification pour un ménage de taille fixée.

2.1 Principes directeurs

Les cinq principes directeurs fixés dans la méthodologie de Brugel sont les suivants :

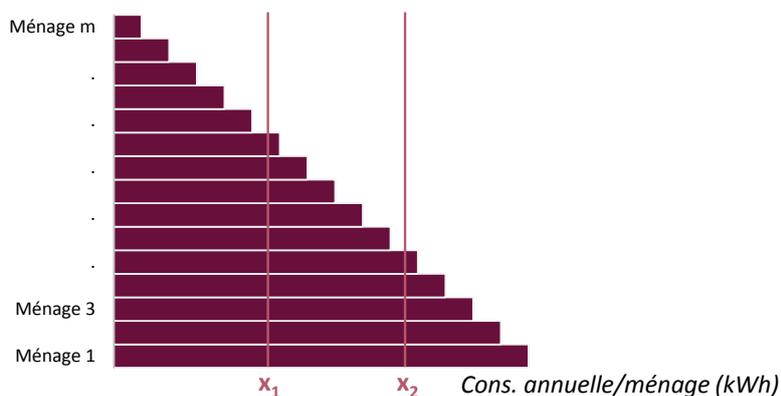
- **Principe 1** : La tarification progressive portera sur le tarif unitaire variable et concernera les clients résidentiels ne bénéficiant pas du statut de client protégé et disposant d'un compteur « standard » ou « bi-horaire » ;
- **Principe 2** : La définition des tranches de consommation tiendra compte de la taille du ménage et du type de consommation ;
- **Principe 3** : Les tarifs appliqués à chaque tranche seront obtenus en appliquant un facteur au tarif initial en vigueur préalablement à la mise en place de la tarification progressive ;
- **Principe 4** : Le modèle tarifaire devra être lisible, transparent et simple, et présenter une progressivité relativement linéaire ;
- **Principe 5** : La mise en place de la tarification progressive devra avoir un impact neutre pour le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), c'est-à-dire qu'elle ne devra pas engendrer de pertes ou de bénéfices supplémentaires pour le GRD.

2.2 Paramètres de la tarification

Les principes directeurs susmentionnés ont ensuite été traduits en paramètres servant à la mise en place de la tarification progressive. Ils sont définis pour un ménage de taille fixée :

- x_i = **tranche de consommation** : Soit 3, soit 5 tranches pourront être créées (pour une certaine taille de ménage et un certain type de compteur) et dont les bornes seront des multiples de 100 ;
- λ_i = **facteur de tarification progressive** : Il sera appliqué à t_0 ;
- t_0 = **tarif initial** : Il s'agit du tarif en vigueur avant la mise en place de la tarification progressive ;
- λ_i et t_0 seront modulés en fonction du type de consommation : compteur standard (λ_i^{CS} et t_0^{CS}) ; consommation en heures pleines (λ_i^{HP} et t_0^{HP}) ; consommation en heures creuses (λ_i^{HC} et t_0^{HC})

Figure 8 : Définition des tranches de consommation pour un ménage de taille fixée



SOURCE : BRUGEL-Décision-20140901-16 relative à la méthodologie tarifaire électricité

Figure 9 : Calcul des tarifs selon différents paramètres

| | CS | HP | HC |
|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 0-x ₁ | $\lambda_1^{CS} \times t_0^{CS}$ | $\lambda_1^{HP} \times t_0^{HP}$ | $\lambda_1^{HC} \times t_0^{HC}$ |
| x ₁ -x ₂ | $\lambda_2^{CS} \times t_0^{CS}$ | $\lambda_2^{HP} \times t_0^{HP}$ | $\lambda_2^{HC} \times t_0^{HC}$ |
| x _j -x _i | $\lambda_i^{CS} \times t_0^{CS}$ | $\lambda_i^{HP} \times t_0^{HP}$ | $\lambda_i^{HC} \times t_0^{HC}$ |

Transition relativement linéaire

SOURCE : BRUGEL-Décision-20140901-16 relative à la méthodologie tarifaire électricité

Pour chaque taille de ménage, des tranches de consommation seront donc définies au moyen de seuils x qui augmenteront selon la taille du ménage (Figure 8).

Pour chaque type de compteur, les tarifs des tranches définies préalablement seront calculés par la multiplication du tarif initial (t_0^{CS} ; t_0^{HP} ; t_0^{HC}) et du facteur de progressivité (λ_i^{CS} ; λ_i^{HP} ; λ_i^{HC}) (Figure 9). La transition entre chaque tranche de consommation devra être relativement linéaire : une vérification sera donc effectuée par la suite.

Le principe du modèle retenu est de diminuer le tarif des premières tranches et d'augmenter celui des plus élevées. Afin de respecter l'hypothèse de neutralité, les revenus totaux du gestionnaire du réseau de distribution ne devront pas être modifiés après application de la tarification progressive (Figure 10). Il faut ainsi veiller à ce que le facteur de progressivité de la dernière tranche compense la diminution des revenus induite par la première tranche (cf. infra).

Figure 10 : Prise en compte de l'hypothèse de neutralité

Les recettes totales du GRD doivent être égales avant et après la mise en place de la tarification progressive

$$\begin{aligned}
 RT_0^{CS} &= RT_{prog}^{CS} \\
 RT_0^{HP} &= RT_{prog}^{HP} \\
 RT_0^{HC} &= RT_{prog}^{HC}
 \end{aligned}
 \quad \longleftrightarrow \quad
 \lambda_i \text{ peut être supérieur ou inférieur à } 1$$

SOURCE : BRUGEL-Décision-20140901-16 relative à la méthodologie tarifaire électricité

Figure 11 : Paramètres d'opérationnalisation des principes directeurs

| Principes directeurs | Opérationnalisation |
|--|---|
| <p>1 Le nombre de tranches de consommation doit être de 3</p> | <p>Pour chaque taille de ménage, 2 bornes x_i sont fixées afin de créer 3 tranches</p> |
| <p>2 Plusieurs scénarios doivent être créés afin de tester la progressivité du modèle (faible/moyenne/élevée)</p> | <p>La progressivité du modèle est étudiée au moyen de différents sets de λ_i :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Scénario 1 : progressivité de 10% ($\lambda_1 = 0,9$) • Scénario 2 : progressivité de 30% ($\lambda_1 = 0,7$) • Scénario 3 : progressivité de 90% ($\lambda_1 = 0,1$) <p>λ_2 étant égal à 1 dans tous les cas et λ_3 étant fixé de manière à vérifier à l'hypothèse de neutralité</p> |
| <p>3 La progressivité doit être équivalente pour un ménage avec compteur standard et un ménage avec compteur bi-horaire, à consommation totale semblable</p> | <p>Les facteurs de progressivité sont identiques pour chaque type de compteur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $\lambda_1 = \lambda_1^{CS} = \lambda_1^{HP} = \lambda_1^{HC}$ • $\lambda_2 = \lambda_2^{CS} = \lambda_2^{HP} = \lambda_2^{HC}$ • $\lambda_3 = \lambda_3^{CS} = \lambda_3^{HP} = \lambda_3^{HC}$ <p>Les revenus totaux doivent rester identiques :</p> $\lambda_3 = 1 + \frac{[(t^{CS} * c_1^{CS+tHP} * c_1^{HP+tHC} * c_1^{HC}) * (1-\lambda_1) + (t^{CS} * c_2^{CS+tHP} * c_2^{HP+tHC} * c_2^{HC}) * (1-\lambda_2)]}{(t^{CS} * c_3^{CS+tHP} * c_3^{HP+tHC} * c_3^{HC})}$ |

SOURCE : Compte-rendu de l'atelier organisé avec Brugel et Sibelga

Enfin, des principes supplémentaires ont été fixés lors d'ateliers organisés entre Brugel et Sibelga (Figure 11). Dans une optique d'amélioration de la lisibilité du modèle, il a été convenu de créer un modèle à trois tranches de consommation. En outre, la progressivité du modèle devra être testée selon différents scénarios afin d'analyser la sensibilité des résultats. Enfin, pour des raisons d'équité, la progressivité devra être identique quel que soit le type de compteur du ménage.

3. Définition des tranches de consommation x_i

Après la définition des principes directeurs et des paramètres, la première étape de la construction du modèle consiste à déterminer les valeurs des seuils des tranches de consommation. Ces seuils sont d'abord fixés pour les compteurs standards, puis adaptés au cas des compteurs bi-horaires.

3.1 Focus sur les compteurs standards

La définition de tranches de consommation revêt un caractère normatif. Elles définissent en effet des niveaux de consommation sensés correspondre à une utilisation rationnelle de l'énergie et au-delà desquels la consommation est découragée par un prix plus élevé. Schématiquement, les trois tranches prévues par la méthodologie tarifaire – les bornes x_i associées – peuvent être interprétées comme suit :

- $[0-x_1]$ = consommation de base ;
- $]x_1-x_2]$ = consommation de confort ;
- $]x_2 - \dots[$ = consommation de luxe.

Figure 12 : Consommation réelle en kWh/an (avec taux de pénétration réel) pour un ménage moyen (2,15 personnes)

| | |
|--|--------------|
| Usages spécifiques essentiels : éclairage, réfrigérateur/congélateur, circulateur | 763 |
| Usages non-spécifiques essentiels : chauffage d'appoint, cuisson, eau chaude sanitaire | 702 |
| Consommation de base moyenne totale | 1.465 |

SOURCES : Analyse de Sia Partners à partir de IBGE (2012), IBGE (2009)

La première tranche reprend les usages essentiels. Certains sont spécifiques, c'est-à-dire qu'ils ne peuvent être réalisés qu'à partir d'électricité : éclairage, réfrigérateur/surgélateur, circulateurs. D'autres sont non-spécifiques car ils peuvent être réalisés à partir d'autres vecteurs énergétiques comme le gaz naturel : chauffage d'appoint, cuisson, eau chaude sanitaire. En tenant compte de leur taux de pénétration, ces usages essentiels s'élèvent à 1.465 kWh par an pour un ménage bruxellois moyen (2,15 personnes), soit 60% de la consommation totale moyenne. Cet ordre de grandeur est en ligne avec le cas californien, où la consommation de base est estimée 50-70% de la consommation totale, selon la saison.

Comme la tarification progressive ne concerne que l'électricité, elle induit deux discriminations inhérentes.

D'une part, les ménages ayant des usages non-spécifiques électrifiés seront systématiquement désavantagés par rapport aux ménages dont les usages non-spécifiques se font à partir d'autres vecteurs énergétiques. A titre d'exemple, un boiler électrique (pour l'eau chaude sanitaire) consomme en moyenne 1.800 kWh/an, soit à lui seul davantage que le seuil retenu pour la première tranche de consommation¹. Cette implication n'est pas socialement neutre. De nombreux ménages précaires sont en effet contraints d'utiliser des chauffages électriques comme appoint à un chauffage central défectueux voire inexistant. Une tarification progressive leur serait donc désavantageuse.

D'autre part, puisque la durée d'utilisation des logements n'est pas incluse, les chômeurs, femmes/hommes au foyer, retraités, télétravailleurs, etc. seront pénalisés car leur consommation est plus élevée en moyenne.

En ce qui concerne le calcul de la deuxième borne de consommation, une revue des systèmes existants (Italie, Californie) ou envisagé (France) a été effectuée. Elle révèle qu'un rapport de 150% entre x_1 et x_2 est communément repris. C'est également sur la base de ce rapport qu'est défini le seuil x_2 dans le modèle.

Les valeurs obtenues pour les tranches concernent le ménage bruxellois moyen, composé de 2,15 personnes. Afin d'adapter ces bornes à la composition du ménage, la relation entre la consommation d'énergie et la taille du ménage doit être déterminée. Sept approches existent pour estimer cette relation :

¹ Inclure ces 1.800 kWh/an dans la première tranche ne résoudrait pas le problème d'iniquité puisqu'ils bénéficieraient également aux ménages chauffant leur eau sanitaire avec du gaz naturel.

- L'énergie domestique consommée (EUR) : Les données moyennes de dépenses permettent d'obtenir une relation avec la taille du ménage, qui est applicable à la consommation ;
- L'énergie domestique consommée (kWh) : Les données de dépenses converties en consommation permettent également d'établir une relation entre la taille du ménage et la consommation d'énergie ;
- L'échelle quadratique : Cette approche divise la consommation du ménage par la racine carrée de la taille du ménage ;
- L'Unité de Consommation Modifiée : Elle attribue une valeur de 1 au premier membre du ménage, de 0,5 à chaque adulte supplémentaire et de 0,3 à chaque enfant ;
- L'échelle d'équivalence de l'OCDE : Elle attribue une valeur de 1 au premier membre du ménage, de 0,7 à chaque adulte supplémentaire et de 0,5 à chaque enfant ;
- L'approximation linéaire telle que définie dans la méthodologie tarifaire de Brugel ;
- Les estimations à partir des données wallonnes.

Après la comparaison de ces sept différentes approches, les données réelles de consommation d'énergie semblent plus appropriées. En utilisant ces données, il apparaît que 74% de la consommation sont indépendants de la taille du ménage (la droite est définie par un coefficient directeur de 0,16 et une ordonnée à l'origine de 0,95).

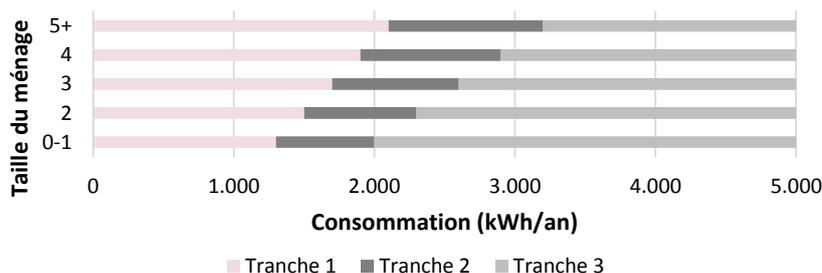
A partir d'une taille moyenne de ménage de 2,15, les paramètres suivants sont donc déterminés :

- $x_{1|0-1} = 1.300$;
- $\Delta_{x1} = 200$;
- $\Delta_{x2} = 300$.

En appliquant ces résultats aux bornes définies ci-dessus, la consolidation suivante est obtenue (Figure 13). La première borne varie entre 1.300 et 2.100 kWh tandis que la seconde est comprise entre 2.000 et 3.200 kWh. En raison de l'obligation d'arrondir les bornes à la centaine de kWh, le rapport de 150% n'est pas respecté au pourcent près mais l'ordre de grandeur est correct. Le graphe de la Figure 13 montre que la

Figure 13 : Consolidation des résultats - Définition des bornes en fonction de la taille du ménage

| | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ |
|---|----------|-------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| | | $x_{1 0-1}$ | $x_{1 2}$ | $x_{1 3}$ | $x_{1 4}$ | $x_{1 5+}$ |
| Borne supérieure de la tranche de consommation 1 | $x_{1 }$ | 1.300 | 1.500 | 1.700 | 1.900 | 2.100 |
| Borne supérieure de la tranche de consommation 2 | $x_{2 }$ | 2.000 | 2.300 | 2.600 | 2.900 | 3.200 |
| Rapport entre x_1 et x_2 | | 150% | 154% | 153% | 153% | 152% |



SOURCE : Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (2015), SDGE (2015), Assemblée nationale (2012), Bonnard, S. et al. (2015) et OCDE (2013) et analyse de Sia Partners

deuxième tranche est plus ou moins étendue selon la taille du ménage : une homothétie – et non une translation – est appliquée afin de rendre compte des besoins de consommation spécifiques à chaque taille de ménage.

3.2 Focus sur les compteurs bi-horaires

Les principes directeurs décrits précédemment imposent que la progressivité soit équivalente pour un ménage avec compteur standard et un ménage avec compteur bi-horaire, à consommation totale semblable. La conséquence en est que, pour une taille de ménage fixée et à facteurs de progressivité λ_i égaux, la somme des bornes de consommation en heures pleines et en heures creuses doit être égale aux bornes définies pour les compteurs standards. Or, l'arrondi à la centaine de kWh entraîne un biais qui empêche une équivalence parfaite entre compteurs standards et bi-horaires. Par exemple, la borne $x_{1|0-1}$ vaut 1.300 kWh pour un compteur standard ; pour un compteur bi-horaire, elle devrait être égale à 623 kWh en heures pleines et 677 kWh en heures creuses. Or elle est arrondie à 600 kWh et 700 kWh respectivement (Figure 14).

La cohérence du modèle est donc réduite, comme en témoigne le rapport entre x_1 et x_2 qui vaut 167% en heures pleines et 143% en heures creuses (au lieu des 150% visés).

Un arrondi plus fin (par ex. : 50 kWh) permettrait de résoudre une grande partie du problème, entraînant cependant une perte en termes de lisibilité du modèle. Une alternative serait de fixer des x_i pairs pour les compteurs standards.

Figure 14 : Définition des x_i par type de compteur

| | Compteurs standards | | | | | Compteurs bi-horaires – Heures pleines | | | | | Compteurs bi-horaires – Heures creuses | | | | | |
|--|---------------------|-----------|-----------|-----------|------------|--|-----------|-----------|-----------|------------|--|-----------|-----------|-----------|------------|------|
| | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | |
| Borne supérieure de la tranche de consommation 1 | $x_{1 0-1}$ | $x_{1 2}$ | $x_{1 3}$ | $x_{1 4}$ | $x_{1 5+}$ | $x_{1 0-1}$ | $x_{1 2}$ | $x_{1 3}$ | $x_{1 4}$ | $x_{1 5+}$ | $x_{1 0-1}$ | $x_{1 2}$ | $x_{1 3}$ | $x_{1 4}$ | $x_{1 5+}$ | |
| Borne supérieure de la tranche de consommation 2 | $x_{2 1}$ | $x_{2 2}$ | $x_{2 3}$ | $x_{2 4}$ | $x_{2 5+}$ | $x_{2 0-1}$ | $x_{2 2}$ | $x_{2 3}$ | $x_{2 4}$ | $x_{2 5+}$ | $x_{2 0-1}$ | $x_{2 2}$ | $x_{2 3}$ | $x_{2 4}$ | $x_{2 5+}$ | |
| Rapport entre x_1 et x_2 | 150% | 154% | 153% | 153% | 153% | 152% | 167% | 157% | 150% | 156% | 150% | 143% | 150% | 156% | 150% | 155% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

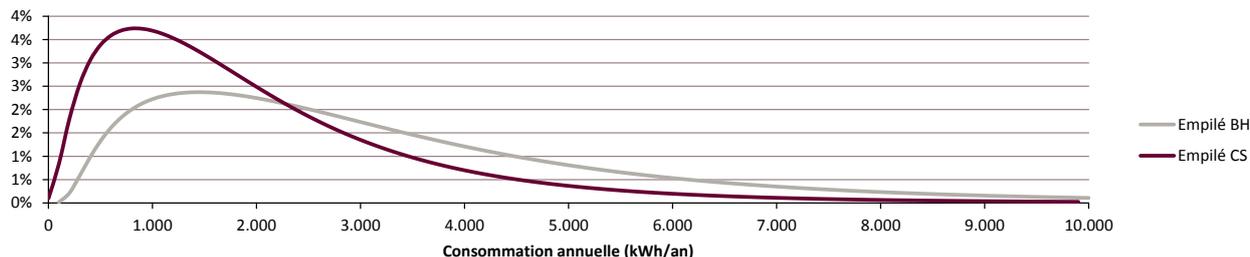
4. Hypothèse de neutralité et équivalence entre consommations standard et bi-horaire

Lors de l'atelier organisé avec Brugel et Sibelga, il a été décidé ne pas faire de différence entre compteurs standards et bi-horaires afin d'assurer une progressivité équivalente aux deux types de compteurs ainsi que de simplifier la méthodologie.

Méthodologiquement, ce principe directeur se traduit par :

- Les mêmes x_i pour les consommations totales standards et bi-horaires (i.e. heures pleines + heures creuses) ;
- Les mêmes λ_i pour tous les compteurs ;
- Une clé de répartition heures pleines/heures creuses moyenne (48%-52%).

Figure 15 : Profil des distributions de la consommation (kWh) par type de compteur



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Les analyses ont donc été effectuées sur la base d'une même distribution de la consommation par type de compteur (Figure 15).

Cependant, les données de Sibelga tendent à démontrer une différence dans les distributions de la consommation selon le type de compteur, ce qui révèle que le principe directeur d'équivalence entre les compteurs n'est pas compatible avec l'hypothèse de neutralité. En effet, il apparaît qu'à distribution égale, les compteurs bi-horaires seraient structurellement contributeurs et les compteurs standards structurellement bénéficiaires, la consommation moyenne des compteurs bi-horaires étant plus élevée que celle des compteurs standards. A l'inverse, à revenus égaux pour le GRD (pour chaque type de compteur), la consommation totale d'électricité ne serait pas considérée comme semblable selon qu'il s'agirait d'un compteur standard ou bi-horaire.

La méthodologie tarifaire – telle que prévue actuellement – doit donc être adaptée afin de redéfinir le concept de neutralité comme un impact neutre sur les recettes totales du GRD, et non celles liées à chaque type de compteur.

5. Estimation de la distribution

La distribution réelle de la consommation d'électricité en fonction de la taille du ménage en Région de Bruxelles-Capitale n'étant pas disponible, deux distributions sont estimées à partir de jeux de données différents. Le premier lot de données, fourni par le SPF Economie, couvre les dépenses annuelles en électricité en fonction de la taille des ménages. Le deuxième permet quant à lui d'établir la distribution de la consommation d'électricité en fonction de la taille du ménage en Région wallonne.

L'objectif de cette section est d'obtenir deux distributions qui croisent la composition du ménage et la consommation d'électricité pour la Région de Bruxelles-Capitale en adaptant ces deux jeux de données. Une fois ces distributions croisées obtenues, elles sont introduites dans le modèle construit pour estimer les effets de l'introduction d'une mesure de tarification progressive.

Les étapes de collecte et traitement des données, préalables à l'estimation de la distribution, sont détaillées dans la méthodologie en annexe (voir Annexe 2).

5.1 Estimation de la distribution à partir des dépenses en électricité (SPF Economie)

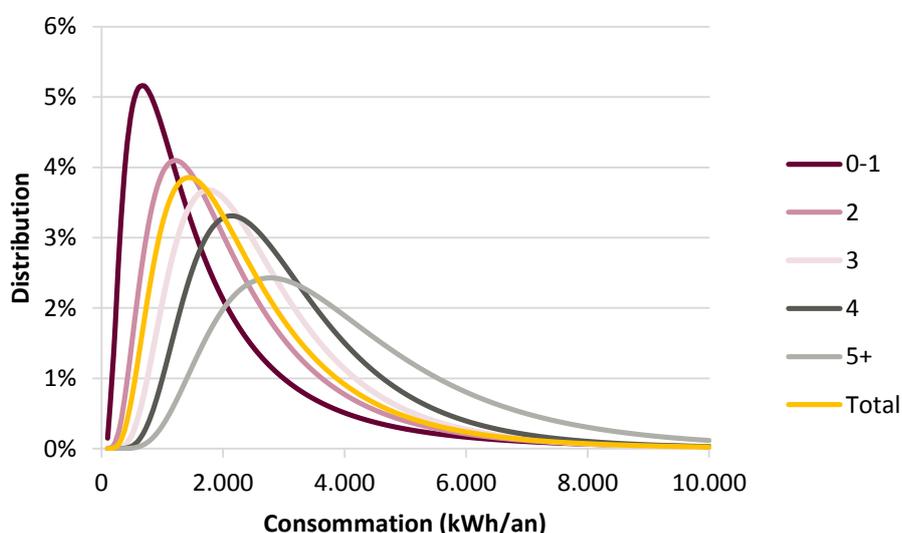
Les données fournies par le SPF Economie consistent en une distribution des dépenses annuelles en électricité selon la taille des ménages. Elles sont basées sur un échantillon de 723 ménages et concernent l'année 2012. Afin d'élaborer la distribution souhaitée, les opérations suivantes sont effectuées :

1. Les segments de dépenses de la distribution originale sont convertis en segments de consommation au moyen des données tarifaires de l'année 2012 (grâce à un prix par segment) ;
2. La distribution est modifiée afin de correspondre à l'année de mise en œuvre de la tarification progressive (2018), par adaptation du nombre total d'EANs (+0,2%/an) et de la consommation d'électricité totale (-1,98%/an) ;
3. La distribution est ensuite divisée en pas de 100 kWh au moyen d'une loi log-normale, permettant de :
 - a. Calculer le nombre de ménages par tranche de 100 kWh, avec une distinction entre les ménages disposant d'un compteur standard et ceux disposant d'un compteur bi-horaire ;
 - b. Calculer la consommation par tranche de 100 kWh en distinguant celle des compteurs standards et celle des compteurs bi-horaires en heures pleines et creuses (réallocation de la consommation totale d'un compteur bi-horaire dans un segment de consommation heures pleine et dans un segment heures creuses, selon une loi log-normale).

Pour cette dernière étape, l'hypothèse est faite que les prix de segments de consommation [5.001-10.000] et [10.001-] sont supposés équivalents à ceux des segments Dd [5.000-15.000[et De [15.000-[respectivement.

De ces opérations résultent cinq distributions, représentées sur la Figure 16. Lorsque la taille du ménage augmente, le pic de la distribution se décale vers des valeurs plus élevées et sa hauteur diminue.

Figure 16 : Calage des distributions selon une loi log-normale



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 17: Distribution obtenue à partir des données du SPF Economie

| Personnes composant le ménage % | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5 et plus |
|---|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----------|
| Profils de consommation électrique | Distributions (%) | 47% | 23% | 12% | 10% | 8% |
| Da [0-1.000[| 23% | 18% | 4% | 1% | 0% | 0% |
| Db [1.000-2.500[| 42% | 19% | 12% | 6% | 4% | 2% |
| Dc [2.500-5.000[| 26% | 8% | 6% | 4% | 4% | 4% |
| [2.500-3.000[| 9% | 3% | 2% | 2% | 1% | 1% |
| [3.000-3.500[| 7% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [3.500-4.000[| 5% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [4.000-4.500[| 4% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [4.500-5.000[| 3% | 1% | 1% | 0% | 0% | 1% |
| Dd [5.000-15.000[| 8% | 3% | 2% | 1% | 1% | 2% |
| De [15.000-[| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

La Figure 17 présente un résumé de la distribution selon les segments Eurostat. Une cellule du tableau représente la part du nombre total de ménages qui se situe dans un certain segment de consommation et présente une certaine composition de ménage.

5.2 Estimation de la distribution à partir de données wallonnes

Comme spécifié ci-dessus, le deuxième lot de données permettant d'estimer la distribution souhaitée est une distribution de la consommation en Région wallonne, construite lors de l'évaluation de la faisabilité de la tarification progressive en Wallonie.

Les opérations suivantes ont été effectuées sur les données initiales :

1. Les données de distribution wallonnes ont été adaptées au périmètre d'application de la tarification progressive par soustraction des clients protégés (ceux-ci étaient inclus dans le périmètre d'application de la mesure en Région wallonne) ;
2. La distribution est ajustée à la composition des ménages bruxellois (en moyenne plus faible qu'en Wallonie) ;
3. Elle est ensuite ajustée en fonction des caractéristiques de consommation de la Région de Bruxelles-Capitale (afin que les pourcentages par segment de consommation correspondent aux données de Sibelga) ;
4. Un ajustement manuel est alors appliqué afin d'assurer la cohérence des données ;

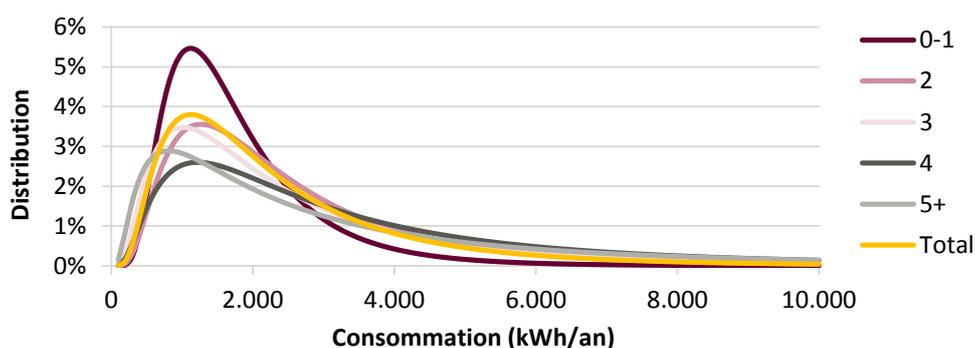
5. La distribution est convertie à l'année de mise en œuvre de la tarification progressive (2018) par adaptation du nombre total d'EANs (+0,2%/an) et de la consommation d'électricité totale (-1,98%/an) ;
6. Elle est finalement divisée par pas de 100 kWh au moyen d'une loi log-normale, permettant de :
 - a. Calculer le nombre de ménages par tranche de 100 kWh, avec une distinction entre les ménages disposant d'un compteur standard et ceux disposant d'un compteur bi-horaire ;
 - b. Calculer la consommation par tranche de 100 kWh en distinguant celle des compteurs standards et celle des compteurs bi-horaires en heures pleines et creuses (réallocation de la consommation totale d'un compteur bi-horaire dans un segment de consommation heures pleine et dans un segment heures creuses, selon une loi log-normale).

Ces opérations nécessitent de poser les hypothèses suivantes :

- La tranche de 2-3 personnes par ménage est scindée proportionnellement à leur part dans la population, tandis que la distribution de la consommation considérée comme identique entre les ménages de taille 2 et taille 3 dans un premier temps (*opération 1*) ;
- La distribution des tailles de ménages doit correspondre à celle des données du SPF Economie (*opération 2 et 3*) ;
- La distribution de la consommation doit correspondre à celle des données de Sibelga. Les classes Dd et De sont supposées équivalentes aux classes de la distribution Sibelga (*opération 3*) ;
- Les coefficients sont ajustés afin de tenir compte des caractéristiques bruxelloises (par ex.: consommation plus faible en raison d'un âge moyen plus faible (*opération 3*) ;
- La répartition des points par tranche de consommation répond à une loi log-normale pour chaque profil (*opération 6*).

Les distributions obtenues à l'issue de ces opérations sont représentées sur la Figure 18. La pointe de la courbe diminue au fur et à mesure que la taille du ménage augmente, mais sa valeur en abscisse n'augmente pas automatiquement.

Figure 18 : Calage des distributions selon une loi log-normale



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 19 : Distribution obtenue par segment Eurostat

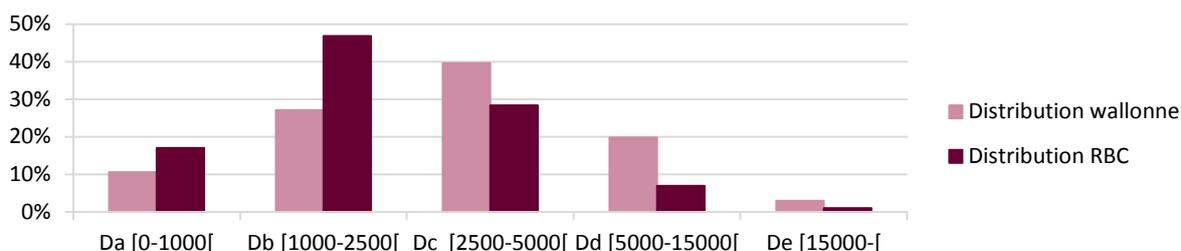
| Personnes composant le ménage % | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5 et plus |
|---|--------------------------|-------|-------|-------|------|-----------|
| Profils de consommation électrique | Distributions (%) | 47,0% | 23,2% | 12,3% | 9,8% | 7,8% |
| Da [0-1.000[| 17,0% | 9,4% | 2,9% | 2,1% | 1,2% | 1,5% |
| Db [1.000-2.500[| 46,8% | 28,5% | 9,5% | 4,5% | 2,6% | 1,7% |
| Dc [2.500-5.000[| 28,4% | 9,1% | 9,0% | 4,8% | 3,5% | 2,0% |
| <i>Dc [2.500-3.000[</i> | 9,4% | 4,4% | 2,3% | 1,2% | 0,7% | 0,7% |
| <i>Dc [3.000-3.500[</i> | 8,4% | 2,8% | 3,2% | 1,3% | 0,9% | 0,1% |
| <i>Dc [3.500-4.000[</i> | 5,9% | 1,8% | 2,1% | 1,1% | 0,6% | 0,4% |
| <i>Dc [4.000-4.500[</i> | 3,4% | 0,0% | 1,4% | 0,8% | 0,5% | 0,7% |
| <i>Dc [4.500-5.000[</i> | 1,3% | 0,0% | 0,0% | 0,4% | 0,9% | 0,0% |
| Dd [5.000-15.000[| 6,9% | 0,0% | 1,7% | 0,8% | 2,1% | 2,3% |
| De [15.000-[| 1,0% | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

La Figure 19 présente quant à elle un résumé de la répartition des ménages (en %) dans les différents segments de consommation (kWh) et selon les différentes tailles de ménage (de 0-1 à 5 et plus).

Une comparaison entre la distribution wallonne (initiale) et la distribution bruxelloise (calculée) peut être effectuée à l'aide d'histogrammes (Figure 20). Le pic de concentration pour la Région de Bruxelles-Capitale se situe autour dans la tranche 1000-2.500 kWh, avec une consommation moins élevée que le pic wallon. La distribution wallonne affiche également une queue plus lourde vers des valeurs plus élevées. Ce constat peut être expliqué par l'importance du nombre de ménages de petite taille (47% de ménages d'une personne en Région de Bruxelles-Capitale) car ces derniers ont une consommation plus faible en moyenne.

Figure 20: Comparaison des distributions wallonne et bruxelloise



SOURCE : Analyse de Sia Partners

6. Aperçu des scénarios

Après avoir estimé deux distributions de la consommation en fonction de la taille des ménages, chacune d'elles est introduite dans le modèle. Trois niveaux de progressivité différents (faible, moyen et fort) ont également été étudiés afin de porter le nombre de scénarios à six.

Pour chaque scénario, le premier facteur de progressivité est fixé, le deuxième est égal à 1 et le troisième est calculé afin de respecter l'hypothèse de neutralité.

Les résultats du modèle sont analysés pour chaque scénario et les points saillants de ces analyses sont présentés dans les sections suivantes.

Figure 21 : 6 scénarios résultant du croisement des 3 types de progressivité étudiés et des 2 distributions construites

| | | Progressivité | | | | | |
|---------------------------|------------------------------|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|------|
| | | Faible | | Moyenne | | Forte | |
| Distribution sous-jacente | SPF Economie (dépenses) € | Scénario 1.1 | | Scénario 2.1 | | Scénario 3.1 | |
| | | λ_1 | 0,90 | λ_1 | 0,70 | λ_1 | 0,10 |
| | | λ_2 | 1,00 | λ_2 | 1,00 | λ_2 | 1,00 |
| | | λ_3 | 1,20 | λ_3 | 1,61 | λ_3 | 2,82 |
| | Région wallonne | Scénario 1.2 | | Scénario 2.2 | | Scénario 3.2 | |
| | | λ_1 | 0,90 | λ_1 | 0,70 | λ_1 | 0,10 |
| | λ_2 | 1,00 | λ_2 | 1,00 | λ_2 | 1,00 | |
| | λ_3 | 1,19 | λ_3 | 1,56 | λ_3 | 2,68 | |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

B. Impact socio-économique au niveau de la population bruxelloise

Cette section s'attelle à la compréhension de l'impact socio-économique de la tarification progressive sur les ménages bruxellois. La progressivité est d'abord analysée afin de déterminer si elle se vérifie sur l'ensemble des tarifs. La distribution des gains et contributions selon les tailles de ménages et les niveaux de consommation est ensuite étudiée.

1. Analyse de la progressivité des tarifs

Il faut noter que, dans ces analyses, le prix lors de la mise en œuvre de la tarification progressive (en 2018) est supposé identique au prix de 2015 mais inclut la hausse de la TVA à 21% (qui accentue l'effet de la progressivité).

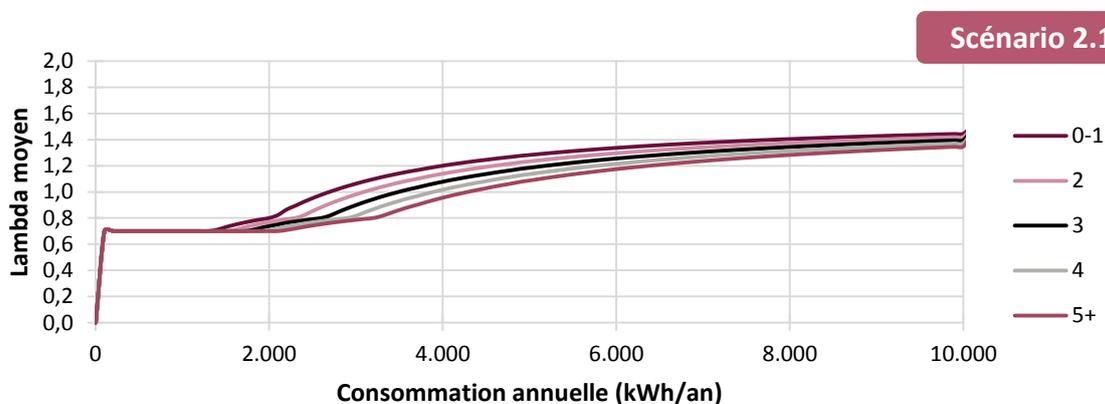
1.1 Compteurs standards

Seule une partie des tarifs de distribution variables sont soumis à la progressivité, telle que représentée sur la Figure 22. Un seuil initial, est observable entre 1.300 et 2.100 kWh (en fonction de la taille du ménage) et correspond à la consommation de base. La consommation comprise entre ce seuil de base et le second point d'inflexion correspond à la deuxième tranche (entre x_1 et x_2). La dernière partie de la courbe correspond à la dernière tranche de consommation.

Si les coûts de distribution sont progressifs, le coût total de l'électricité ne l'est pas toujours (Figure 23). En effet, les coûts de distribution représentent environ 38% de la facture totale d'électricité d'un ménage moyen. Bien qu'il s'agisse d'une part importante de la facture, la progressivité cette composante ne peut compenser les coûts fixes que pour des consommations élevées.

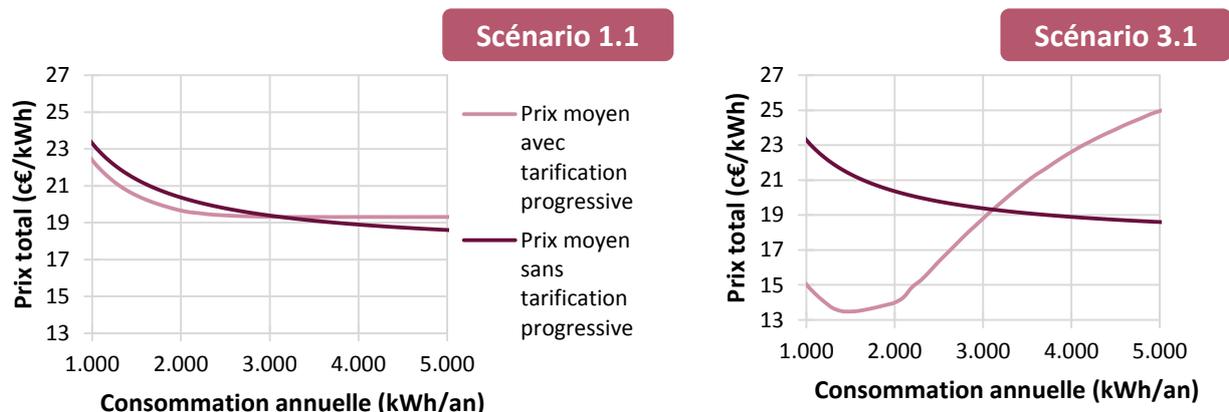
L'impact de la progressivité de certains tarifs de distribution dépend évidemment du niveau de progressivité retenu. Dans le cas du scénario 1.1, c'est-à-dire avec une progressivité faible (10%), le prix total de l'électricité (toutes composantes comprises) reste entièrement dégressif. La mesure ne fait qu'atténuer

Figure 22 : Facteur de progressivité moyen en fonction de la consommation annuelle (Scénario 2.1)



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 23 : Prix total de l'électricité sans et avec application de la tarification progressive (TVAC)



SOURCE : Analyse de Sia Partners

cette dégressivité. A l'inverse, le scénario 3.1 (progressivité forte, 90%) mène à une progressivité beaucoup plus marquée mais seulement à partir d'un certain niveau de consommation.

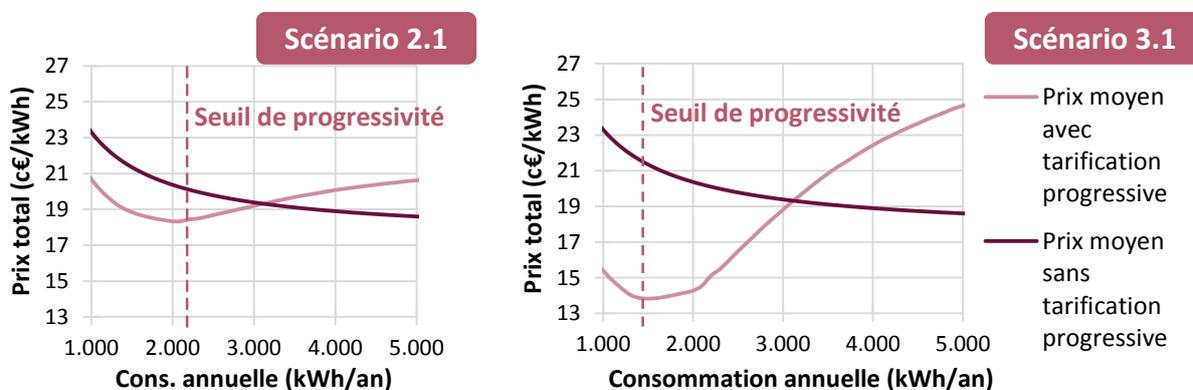
Le premier constat établi est donc que la progressivité des coûts de distribution variables ne rend pas totalement progressif le prix total de l'électricité (toutes composantes incluses).

Le pourcentage de progressivité influence d'une part l'ampleur de la progressivité sur le prix total, mais aussi le seuil à partir duquel le prix total devient progressif (Figure 24) :

- Dans le cas du scénario 2.1, la progressivité s'observe à partir de 2.100 kWh/an, ce qui signifie que 67% des ménages disposant d'un compteur standard gardent un tarif dégressif ;
- Dans le scénario 3.1, la progressivité est marquée à partir de 1.500 kWh/an, impliquant que 47% des ménages disposant d'un compteur standard gardent un tarif dégressif.

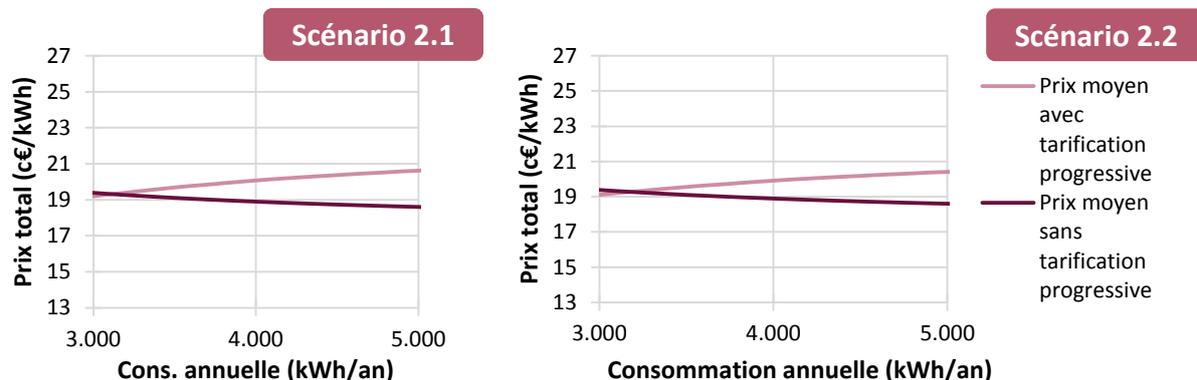
Le prix total reste donc dégressif pour les consommations les plus faibles en raison de la compensation des coûts fixes de l'électricité (12% de la facture totale d'un ménage moyen).

Figure 24 : Seuil de progressivité du prix total de l'électricité



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 25 : Prix total de l'électricité avec et sans tarification progressive (TVAC) – Comparaison



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Dans le cas de la distribution réalisée à partir des données wallonnes (Figure 25, scénario 2.2), les résultats diffèrent légèrement. L'écart entre les λ_3 des deux distributions laissait déjà présager des différences dans les résultats. Ce point confirme la pertinence de l'utilisation de plusieurs échantillons de données, afin de préciser les ordres de grandeur des facteurs de progressivité.

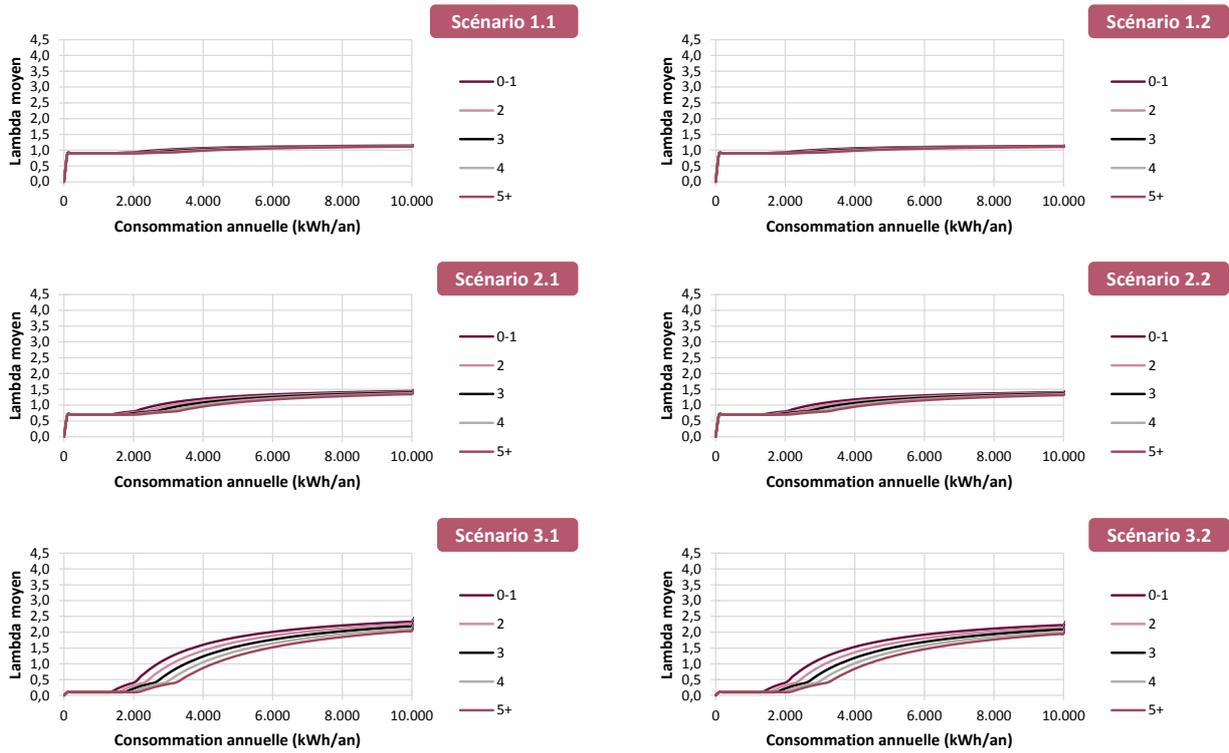
Deux faits marquants ressortent de l'analyse de progressivité des tarifs pour les compteurs standards :

- Le tarif total de l'électricité ne peut pas être progressif pour toutes les consommations en raison des coûts fixes ;
- 67% des ménages gardent un tarif total dégressif malgré la progressivité des coûts variables de distribution dans un scénario à progressivité de 30%.

Les graphiques présentés ci-après (Figure 26) illustrent la progressivité par taille de ménage pour chaque scénario.

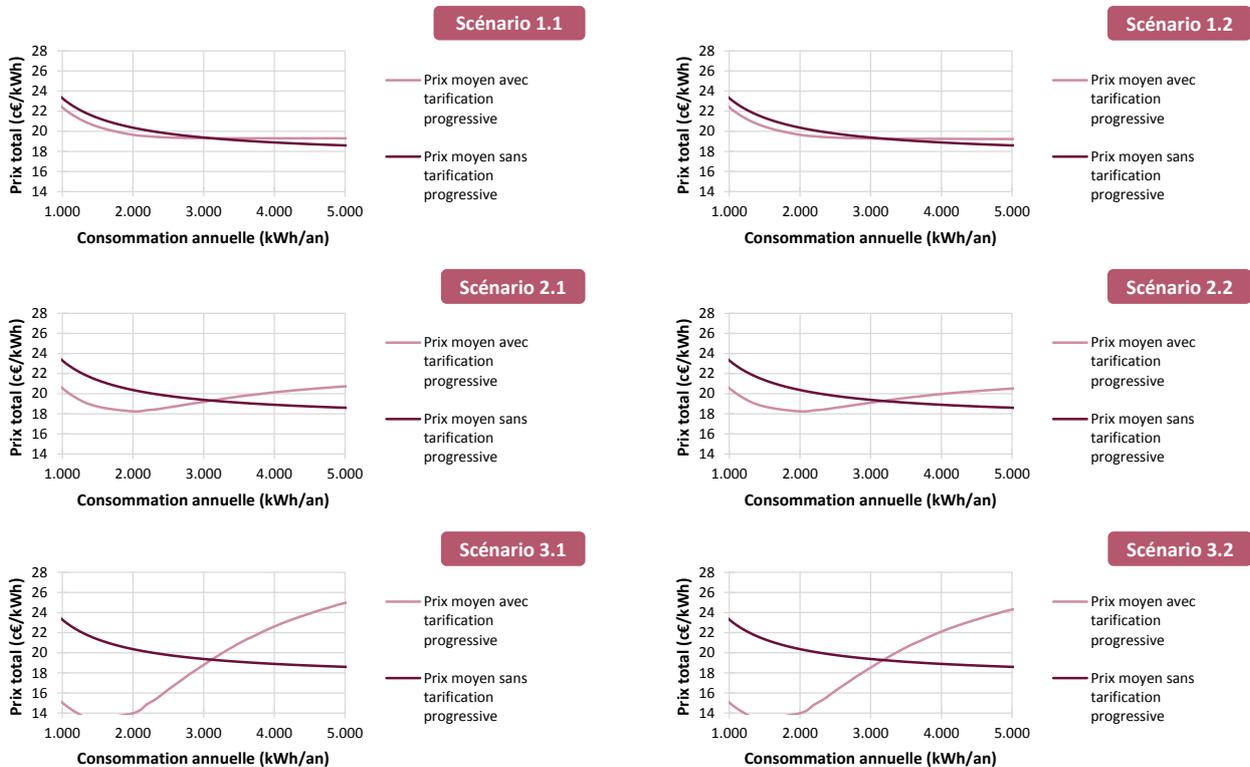
L'impact de la tarification progressive des coûts de distribution variables sur le prix total de l'électricité peut également être représenté par scénario (Figure 27). La tendance dégressive n'est pas inversée dans les cas de progressivité à 10% (scénarios 1.1 et 1.2), mais bien dans les autres cas.

Figure 27 : Facteur de progressivité moyen par scénario



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 26 : Prix total avant et après application de la tarification progressive (TVAC), par scénario



SOURCE : Analyse de Sia Partners

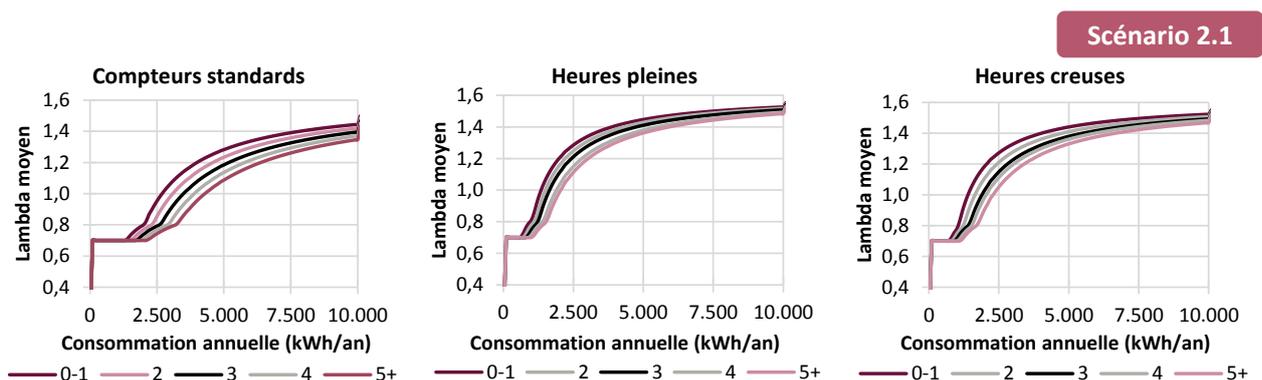
1.2 Compteurs bi-horaires

Malgré des tranches de consommation (x_i) et facteurs de progressivité (λ_i) identiques, l'effet de la tarification progressive sur le prix total varie selon le type de compteur.

En effet, comme prévu par les principes directeurs, la définition des facteurs de progressivité λ_i est basée sur une clé de répartition moyenne de la consommation. Les facteurs de progressivité moyens sont quant à eux différents car ils dépendent de la distribution de la consommation, qui est spécifique à chaque type de compteur. La Figure 28 illustre différence des facteurs de progressivité moyens selon le type de compteur.

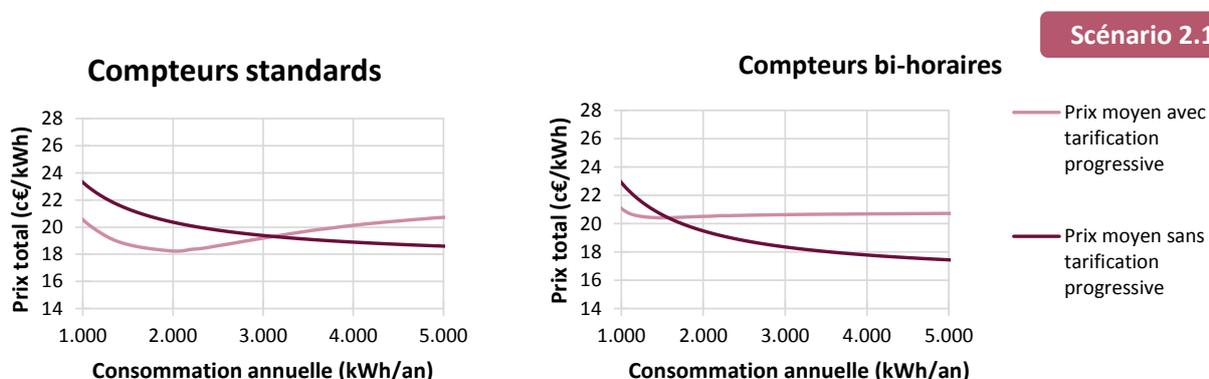
À l'heure actuelle, le prix moyen de l'électricité (toutes composantes comprises) diffère selon le type de compteur. La tarification progressive n'a donc pas le même effet sur la courbe de prix des compteurs standards que sur celle des compteurs bi-horaires (Figure 29). Selon le modèle établi, la progressivité sur le tarif total est plus faible dans le cas des compteurs bi-horaires.

Figure 28 : Facteur de progressivité moyen en fonction de la consommation annuelle



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 29 : Prix total de l'électricité sans et avec application de la tarification progressive (TVAC)



SOURCE : Analyse de Sia Partners

2. Bénéficiaires et contributeurs par taille de ménage

Afin de comprendre l'impact de la tarification progressive sur les ménages bruxellois, il est nécessaire d'analyser la distribution des bénéficiaires et contributeurs selon la composition des ménages.

Pour ce faire, le concept de point neutre doit être introduit. Le point neutre, calculé en kWh, définit la consommation d'un ménage telle que celui-ci n'est ni contributeur ni bénéficiaire de la mesure. Pour une taille de ménage fixe, les ménages avec une consommation en-deçà du point neutre seront bénéficiaires de la mesure. Les points neutres augmentent avec la taille du ménage puisque les bornes des tranches de consommation sont plus élevées pour les ménages plus grands.

Dans la suite de cette section, les points neutres sont définis par type de ménage, et ce sur chacune des deux distributions. La part des ménages bénéficiaires dans la population bruxelloise est ensuite comparée à celle des contributeurs.

2.1 Analyse de la distribution basée sur les données du SPF Economie

Sur la Figure 30, les sections en vert foncé montrent où se situent les bénéficiaires parmi les ménages bruxellois soumis à la tarification progressive ; en vert pâle, les sections où se situent des bénéficiaires et des contributeurs ; et enfin en rouge, les sections où se situent les contributeurs. Il apparaît que les bénéficiaires du système sont logiquement ceux qui consomment le moins pour chaque taille de ménage. Les points neutres sont d'ailleurs supérieurs à la consommation moyenne, ce qui implique que les petits consommateurs bénéficient tous de la mesure.

Figure 30 : Bénéficiaires et contributeurs par taille de ménage (tous compteurs)

| Distribution des profils de consommation par type de ménage | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ |
|---|-----|-----|----|----|----|
| Da [0-1.000[| 19% | 5% | 1% | 0% | 0% |
| Db [1.000-2.500[| 18% | 11% | 6% | 4% | 2% |
| Dc [2.500-3.000[| 3% | 2% | 1% | 1% | 1% |
| Dc [3.000-3.500[| 2% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| Dc [3.500-4.000[| 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| Dc [4.000-4.500[| 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| Dc [4.500-5.000[| 1% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Dd [5.000-15.000[| 2% | 1% | 1% | 1% | 2% |
| De [15.000-[| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

| | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Points neutres – Compteurs standards (kWh/an) | 2.644 | 3.043 | 3.442 | 3.841 | 4.240 |
| Point neutre – Compteurs bi-horaires heures pleines (kWh/an) | 1.297 | 1.447 | 1.596 | 1.846 | 1.995 |
| Point neutre pour les compteurs bi-horaires heures creuses (kWh/an) | 1.347 | 1.596 | 1.846 | 1.995 | 2.245 |

| | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| Bénéficiaires | 80% | 78% | 78% | 76% | 64% | 78% |
| Contributeurs | 20% | 22% | 22% | 24% | 36% | 22% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Il ressort également de cette analyse que la proportion de ménages (tous compteurs confondus) bénéficiaires pour la Région de Bruxelles-Capitale est de 78% dans le cas de cette distribution. Une faible part de la population (22%) contribue donc à la diminution du prix pour la grande majorité. Les ménages de taille 5+ sont relativement plus nombreux à contribuer : 36% voient leur facture augmenter.

Il convient de souligner que les résultats présentés sur la Figure 30 sont valables quels que soient les facteurs de progressivité λ_i fixés.

2.2 Analyse de la distribution basée sur les données de la Région wallonne

Les mêmes analyses sont effectuées sur la distribution obtenue à partir des données wallonnes (Figure 31). Il en ressort que les points neutres respectent les mêmes ordres de grandeur que ceux de la distribution SPF Economie (ils sont légèrement plus élevés ici car les λ_3 de cette distribution sont un peu plus faibles).

En ce qui concerne la proportion de ménages (tous compteurs confondus) bénéficiaires en cas d'introduction de la mesure pour les ménages de la Région Bruxelles-Capitale, elle est de 81% dans le cadre de la distribution issue des données wallonnes. Aussi, il ressort que les ménages de 0-1 personne bénéficient le plus de la tarification progressive. À nouveau, l'ordre de grandeur est identique à celui observé pour la distribution SPF Economie, et les résultats sont également valables quels que soient les facteurs de progressivité λ_i fixés.

En conclusion, quelle que soit la distribution utilisée, il s'avère que la grande majorité des ménages bénéficie de la mesure.

Figure 31 : Gains et contributions par taille de ménage (tous compteurs)

| Distribution des profils de consommation par type de ménage | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Da [0-1.000[| 14% | 5% | 3% | 2% | 2% | |
| Db [1.000-2.500[| 25% | 11% | 5% | 3% | 3% | |
| Dc [2.500-3.000[| 3% | 2% | 1% | 1% | 1% | |
| Dc [3.000-3.500[| 2% | 1% | 1% | 1% | 0% | |
| Dc [3.500-4.000[| 1% | 1% | 1% | 1% | 0% | |
| Dc [4.000-4.500[| 1% | 1% | 0% | 0% | 0% | |
| Dc [4.500-5.000[| 0% | 1% | 0% | 0% | 0% | |
| Dd [5.000-15.000[| 1% | 2% | 1% | 1% | 1% | |
| De [15.000-[| 0% | 0% | 0% | 1% | 1% | |
| Points neutres – Compteurs standards (kWh/an) | 2.695 | 3.102 | 3.509 | 3.916 | 4.323 | |
| Point neutre – Compteurs bi-horaires heures pleines (kWh/an) | 1.321 | 1.474 | 1.628 | 1.881 | 2.035 | |
| Point neutre pour les compteurs bi-horaires heures creuses (kWh/an) | 1.374 | 1.628 | 1.881 | 2.035 | 2.288 | |
| | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Bénéficiaires | 87% | 76% | 78% | 71% | 75% | 81% |
| Contributeurs | 13% | 24% | 22% | 29% | 25% | 19% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

3. Effet de redistribution

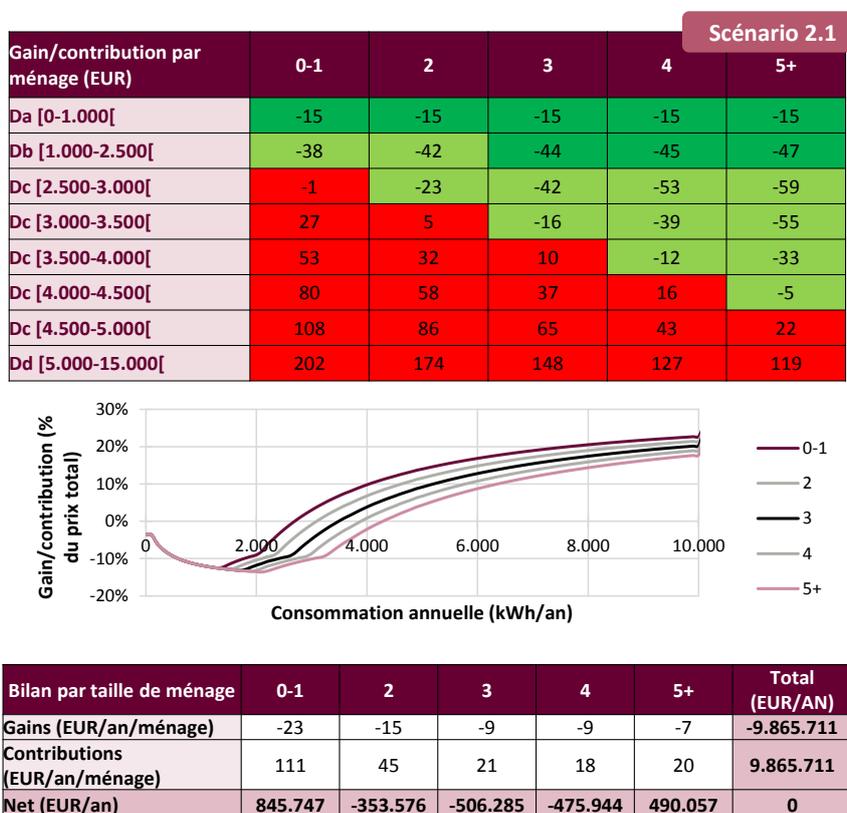
3.1 Effet de redistribution – Analyse par taille de ménage

Afin d'analyser plus précisément l'effet de redistribution de la tarification progressive, les valeurs des gains et contributions doivent être calculées. Cela permet de déterminer dans quelle mesure les gros consommateurs contribuent aux gains des petits consommateurs.

L'étude du scénario 2.1 (Figure 32) révèle qu'au total, près de 9,9 millions d'euros sont redistribués par le système de tarification progressive. En considérant les moyennes globales (tous types de compteurs), les impacts par ménage varient entre des gains allant jusqu'à 59 EUR et des contributions pouvant atteindre 202 EUR par an. Cependant ces moyennes cachent de plus larges variations au sein des catégories : les contributions peuvent, par exemple, être bien supérieures à 202 EUR en cas de consommation extrêmement élevée. A l'inverse, de nombreux ménages contribueront à la mesure à hauteur de quelques euros et ils seront encore davantage à n'en bénéficier que pour de très faibles montants. En termes relatifs, l'impact négatif est plafonné aux alentours de 23% de la facture annuelle d'électricité, tandis que l'effet positif peut atteindre 13%.

En faisant le bilan des montants totaux transférés par taille de ménage, il apparaît que, dans leur globalité, les ménages de taille 0-1 et 5+ contribuent au système, tandis que les ménages de taille entre 2 et 4 bénéficient du système (cf. effet net sur la Figure 32). Les ménages les plus affectés individuellement par la mesure sont ceux de petite taille (0-2), qui présentent les gains et contributions unitaires les plus élevés.

Figure 32 : Gains et contributions moyens sur la facture annuelle (tous compteurs)



SOURCE : Analyse de Sia Partners

3.2 Effet de redistribution – Comparaison des différents types de compteurs

Au-delà de l'analyse des contributeurs et bénéficiaires par type de ménage, l'étude des gains et contributions par type de compteur permet de mettre en évidence certains transferts : comme le montre la Figure 33, en moyenne, les compteurs standards bénéficient de la mesure tandis que les compteurs bi-horaires sont contributeurs. La consommation moyenne plus élevée des compteurs bi-horaires explique ces transferts.

Une analyse plus fine de la distribution des gains selon le type de compteur peut être réalisée à l'aide de boxplots, représentant ces distributions de manière plus visuelle. En effet, les boxplots permettent d'interpréter les caractéristiques d'une distribution grâce aux quartiles, selon le modèle suivant (Figure 34).

Les extrémités du boxplot sont définies par les valeurs extrêmes de la distribution ($x_{(1)}$ et $x_{(n)}$, avec n = la taille de la distribution) et sont placées par rapport à un axe défini (ici, un axe horizontal). La distance entre $x_{(1)}$ et $x_{1/4}$ représente le premier quartile, c'est-à-dire l'intervalle dans lequel on retrouve les 25% des éléments de la distribution qui affichent les valeurs les moins élevées. L'espace noirci représente le deuxième quartile ; vient ensuite le troisième quartile en gris ; et enfin le quatrième quartile, entre la borne $x_{3/4}$ et $x_{(n)}$, qui comprend les 25% des éléments de la distribution qui affichent les valeurs les plus élevées. Cette représentation visuelle, plus intuitive qu'un graphique à deux axes, permet de repérer rapidement où se situe l'essentiel de la masse d'observation, et sa situation face aux valeurs extrêmes.

Les boxplots des distributions des gains et contributions par taille de ménage ont donc été construits pour chaque type de compteur et chaque scénario. Le cas du scénario 2.1 est détaillé ci-dessous pour les compteurs standards (Figure 35, Figure 36).

Figure 33 : Analyse des effets de redistribution - Comparaison des différents types de compteurs

| | | Scénario 2.1 | | | | | |
|---------------------------|--|---------------------|--|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| Bilan par compteur | | Compteurs standards | | Compteurs bi-horaires heures pleines | | Compteurs bi-horaires heures creuses | |
| Effet net (EUR/an) | | -2.834.263 | | 1.613.055 | | 1.221.209 | |
| Effet net (EUR/an/ménage) | | -8 | | 16 | | 12 | |

| Compteurs standards | Bilan par taille de ménage | | | | | | |
|---------------------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| | Bénéficiaires | 84% | 84% | 84% | 83% | 72% | 83% |
| Contributeurs | 16% | 16% | 16% | 17% | 28% | 17% | |

| Bilan par taille de ménage | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total (EUR/an) |
|-------------------------------|--|----------|----------|----------|----------|---------|----------------|
| Gains (EUR/an/ménage) | | -11 | -7 | -5 | -4 | -4 | -8.276.792 |
| Contributions (EUR/an/ménage) | | 50 | 20 | 9 | 7 | 8 | 5.442.528 |
| Effet net (EUR/an) | | -313.853 | -883.725 | -799.441 | -749.327 | -87.917 | -2.834.263 |

| Compteurs bi-horaires Heures pleines | Bilan par taille de ménage | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| | Bénéficiaires | 69% | 60% | 55% | 52% | 39% | 61% |
| Contributeurs | 31% | 40% | 45% | 48% | 61% | 39% | |

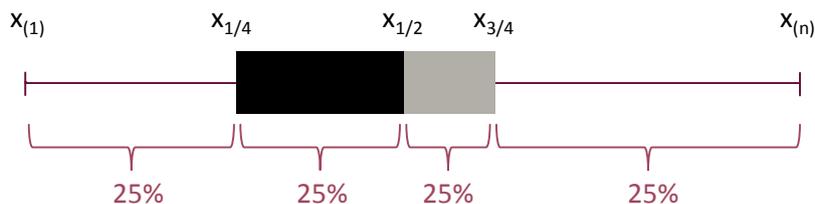
| Bilan par taille de ménage | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total (EUR/an) |
|-------------------------------|--|---------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| Gains (EUR/an/ménage) | | -6 | -4 | -2 | -2 | -2 | -885.953 |
| Contributions (EUR/an/ménage) | | 33 | 13 | 7 | 5 | 6 | 2.499.008 |
| Effet net (EUR/an) | | 629.749 | 308.072 | 185.757 | 153.156 | 336.319 | 1.613.055 |

| Compteurs bi-horaires Heures creuses | Bilan par taille de ménage | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| | Bénéficiaires | 66% | 63% | 57% | 54% | 39% | 61% |
| Contributeurs | 34% | 37% | 43% | 46% | 61% | 39% | |

| Bilan par taille de ménage | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total (EUR/an) |
|-------------------------------|--|---------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| Gains (EUR/an/ménage) | | -4 | -3 | -2 | -1 | -1 | -702.967 |
| Contributions (EUR/an/ménage) | | 24 | 11 | 5 | 4 | 5 | 1.924.175 |
| Effet net (EUR/an) | | 529.851 | 222.078 | 107.399 | 120.227 | 241.655 | 1.221.209 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 34 : Modèle d'interprétation d'un boxplot



SOURCE : Sia Partners

L'analyse des boxplots des gains révèle que pour chaque taille de ménage, les 50% des ménages obtenant les gains les plus faibles sont relativement plus dispersés que le reste de la distribution. Aussi, il apparaît qu'au plus le ménage est grand, au plus la distribution est ramassée vers les valeurs les plus élevées.

L'analyse des boxplots des contributions révèle quant à elle que les contributions sont réparties de manière plus dispersée que les gains. Les deux tailles de ménage qui contribuent à la mesure de manière nette – 0-1 et 5+ – présentent les distributions les plus étendues. Les valeurs élevées des contributions permettent de compenser les gains (plus faibles unitairement), car seuls 20% des ménages contribuent à la mesure.

Figure 35 : Boxplot des gains par taille de ménage pour les compteurs standards*

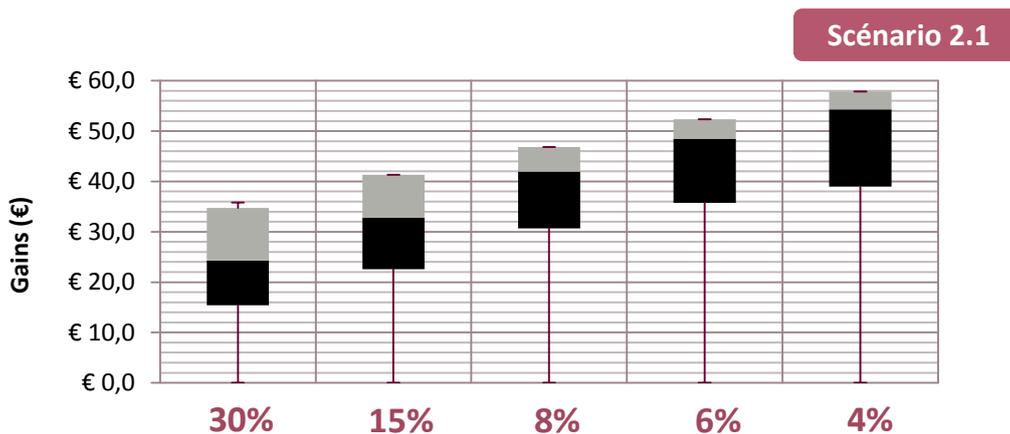
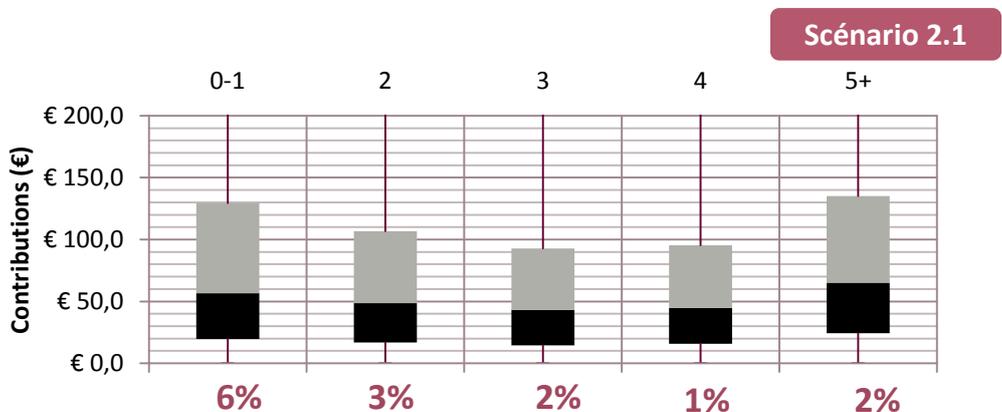


Figure 36 : Boxplot des contributions par taille de ménage pour les compteurs standards*



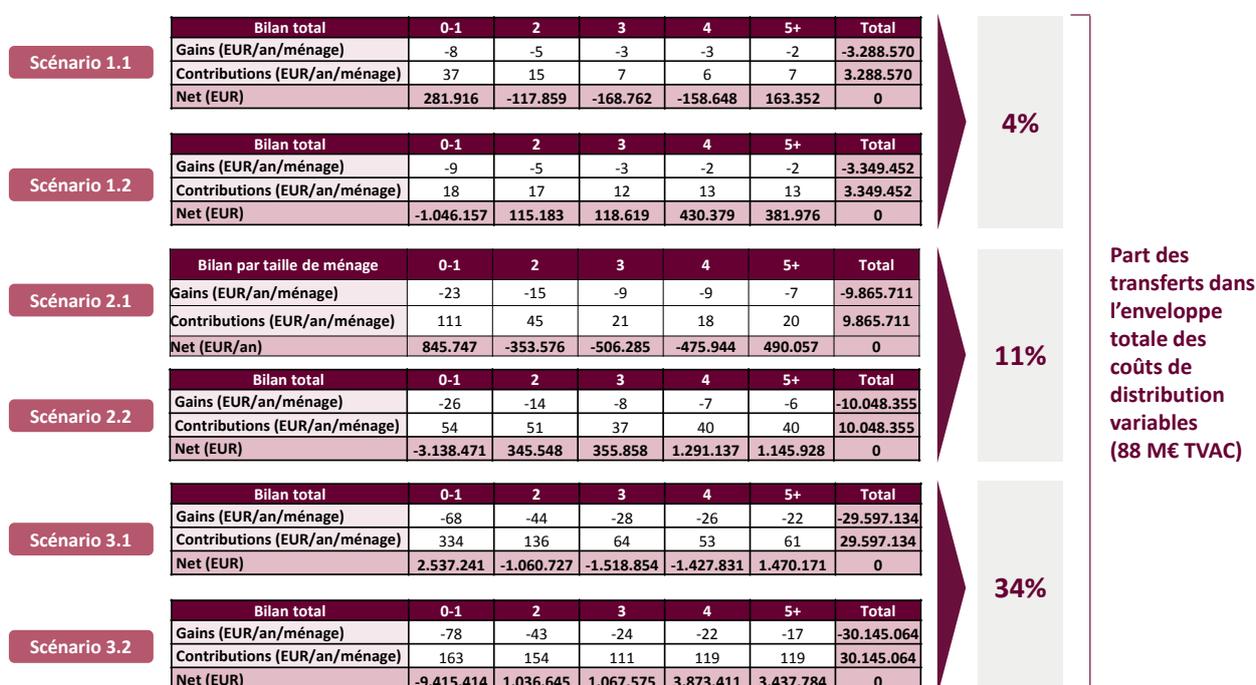
* Les pourcentages représentent la part de ménages dans la population totale (tous compteurs inclus)

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Une synthèse par scénario permet une comparaison aisée (Figure 37).

Cette synthèse révèle également la part des transferts en pourcentage de l'enveloppe totale des coûts de distribution variables (88 millions d'euros TVAC). Cette part évolue positivement avec le facteur de progressivité. Ainsi, des facteurs de progressivité de 10% et 90% engendrent des transferts représentant respectivement 4% et 34% de l'enveloppe totale des coûts de distribution variables. Les transferts liés au scénario de progressivité moyenne (facteur de 30%) représentent quant à eux 11% de l'enveloppe totale.

Figure 37 : Effet de redistribution – Synthèse par scénario



SOURCE : Analyse de Sia Partners

C. Impact socio-économique en fonction des revenus

Cette section a pour objectif d'évaluer l'impact socio-économique de la tarification progressive en fonction du revenu des ménages, ce qui permet de confirmer ou non si la mesure est socialement équitable.

1. Relation entre le revenu et la consommation d'électricité

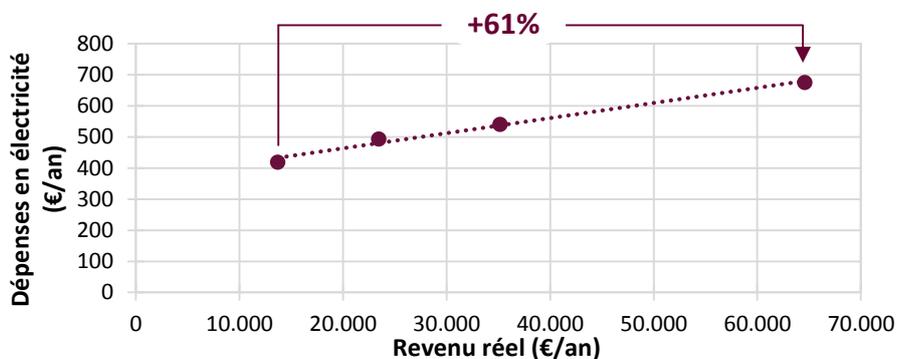
Afin d'étudier l'impact socio-économique de la tarification progressive en fonction du revenu, il est important de comprendre la relation entre les dépenses en électricité et le revenu des ménages.

Effectivement, l'ordonnance du Gouvernement bruxellois vise à corriger la dégressivité actuelle des tarifs d'électricité afin d'une part encourager les comportements favorables à une diminution de la consommation d'électricité tout en palliant d'autre part au phénomène de précarité énergétique actuel. En théorie, les ménages avec les revenus les plus bas ont tendance à dépenser proportionnellement une part plus importante à la composante électricité. Dans le cadre actuel de la méthodologie proposée, le paramètre « revenu » n'est pas inclus. Il convient de vérifier si les objectifs poursuivis peuvent être atteints avec un mécanisme de tarification progressive.

L'analyse des dépenses en électricité en fonction du revenu révèle que les dépenses en électricité croissent avec le revenu réel de manière relativement linéaire (Figure 38). Puisque les tarifs actuels sont dégressifs, ceci signifie que la consommation d'électricité croît encore davantage avec le revenu réel. Le mécanisme de tarification progressive tel que définit actuellement vise à pénaliser les grands consommations. Dès lors, on peut s'attendre à ce que les ménages à revenus plus élevés contribue davantage.

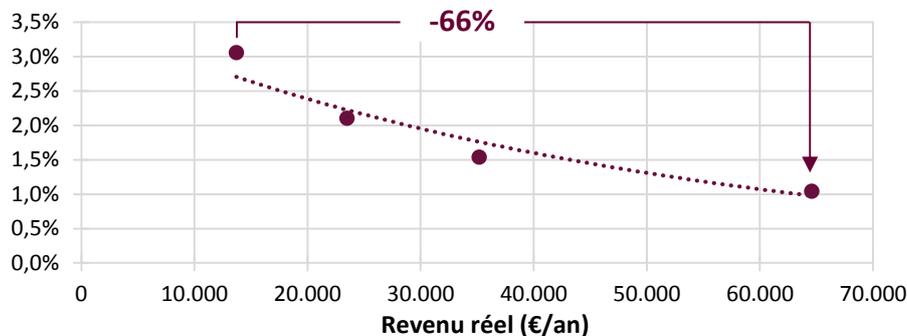
D'autre part, même si la consommation d'électricité croît avec le revenu, sa part dans le budget des ménages décroît en fonction de leur revenu, comme illustré par la Figure 39 (relation de type exponentiel). Ce constat implique pour les bas revenus une plus grande difficulté à payer les factures d'électricité, ce qui indique à première vue un problème d'équité sociale.

Figure 38 : Dépenses en électricité en fonction du revenu



SOURCES : SPF Economie (Enquête sur le Budget des Ménages 2012 – données bruxelloises) et analyse de Sia Partners

Figure 39 : Part des dépenses en électricité dans le revenu



SOURCES : SPF Economie (Enquête sur le Budget des Ménages 2012 – données bruxelloises) et analyse de Sia Partners

En conclusion, la relation moyenne entre revenu et consommation d'électricité suggère que la tarification progressive est favorable aux ménages à faibles revenus. Cette intuition doit toutefois être examinée de plus près et est l'objet des sections suivantes.

2. Calage des distributions par quartile de revenu sur une loi normale

Avant de procéder aux analyses de progressivité selon le niveau de revenu, il est nécessaire de construire des distributions de la consommation par quartile de revenu (le choix du niveau de granularité des segments de revenu a été guidé par les données disponibles auprès du SPF Economie). La distribution totale est donc divisée en quatre distributions, chacune correspondant à un quartile. Les distributions par quartile de revenu ont été calées sur une loi log normale :

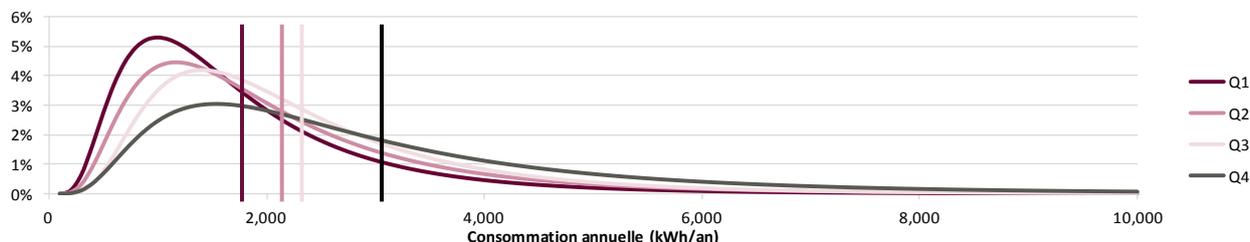
1. Les paramètres des modèles (moyenne et sigma de $\ln(x)$) sont d'abord calés de manière à ce que la somme des distributions soit au plus près de la fonction de répartition de la population totale ;
2. Les carrés des erreurs liées à chaque segment de consommation (D_a , D_b , D_c , D_d et D_e) sont ensuite minimisés (RMSE, *Root-Mean Square Error*) afin de trouver l'optimum ;
3. La moyenne des x est calculée à partir de la moyenne des $\ln(x)$ et mise à l'échelle afin de correspondre à la moyenne réellement observée dans l'échantillon ;
4. La distribution est finalement décomposée par quartile avec un ajustement structurel visant à supprimer les écarts entre les distributions réelles et les visions empilées.

Les hypothèses posées pour parvenir à ces distributions sont les suivantes :

- La répartition des points par tranche de consommation répond à une loi log-normale pour chaque profil ;

- La distribution des revenus par quartile n'exclut pas les bénéficiaires du tarif spécifique (TSS), ce qui signifie que le 1^{er} quartile contient des clients protégés : il est en effet impossible d'obtenir les don-

Figure 40 : Distributions des quartiles de revenu, avec moyennes par quartile



SOURCES : SPF Economie et analyse de Sia Partners

nées détaillées du TSS et, de plus, la couverture TSS/ménage précaire n'est pas complète.

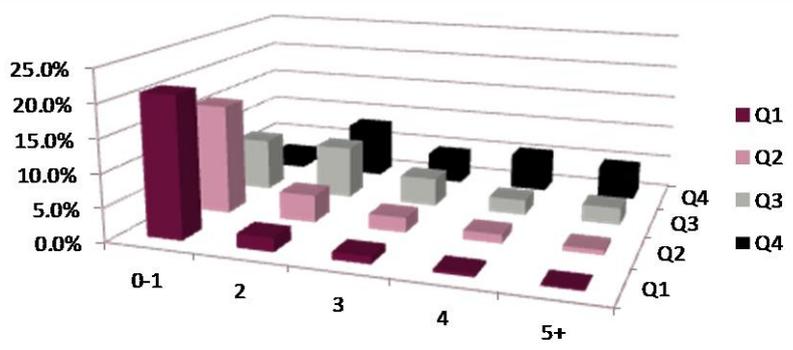
Deux observations principales découlent de ces nouvelles distributions :

- La consommation moyenne augmente avec les revenus, la courbe du 4^{ème} quartile étant plus aplatie ;
- Les barres verticales représentant les consommations moyennes par quartile montrent que les consommations les plus élevées ne proviennent pas toutes des ménages les plus aisés : en effet, une part significative de la courbe du 1^{er} quartile se situe à la droite de la barre de moyenne du 4^{ème} quartile. La conséquence est qu'un certain nombre de ménage du 1^{er} quartile – des ménages d'avantages précarisés – devra contribuer à la mesure.

3. Croisement du revenu, de la taille des ménages et de la consommation

Les distributions obtenues pour les quartiles de revenu peuvent à présent être croisées avec les distributions par taille de ménage, estimées précédemment. Les graphes des distributions croisées permettent de mieux appréhender la comparaison entre les résultats obtenus dans cette section (en fonction du revenu) et les

Figure 41 : Distributions des quartiles de revenu selon la taille de ménage

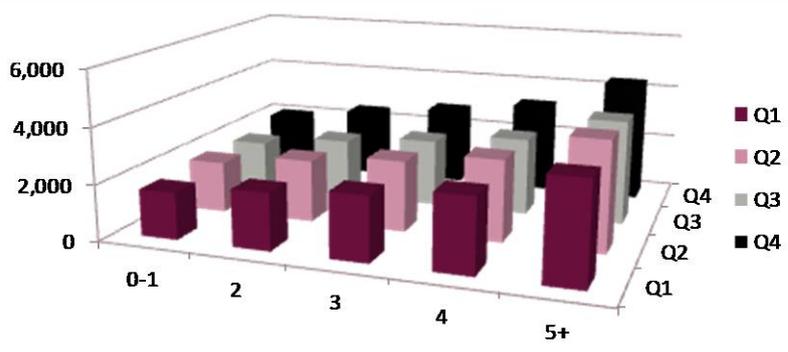


SOURCES : SPF Economie et analyse de Sia Partners

résultats obtenus dans la section liée à l'analyse de la taille de ménage.

L'analyse de la distribution des quartiles de revenu selon la taille du ménage révèle que le lien entre le revenu et la taille du ménage est marqué. Une comparaison des deux extrêmes peut servir d'illustration : la grande majorité des ménages du premier quartile ne sont composés que d'une personne, alors que les

Figure 42 : Distributions consommations (en kWh) / tailles de ménages / quartiles de revenus



SOURCES : SPF Economie et analyse de Sia Partners

ménages de 5 personnes ou plus sont les plus nombreux dans le quatrième quartile.

Il faut noter que l'analyse lié au revenu est intéressante mais n'est pas exhaustive sous cette forme. La notion de revenu est en effet délicate à interpréter puisqu'une personne isolée peut vivre confortablement avec un revenu qui serait serré pour un ménage de 5 personnes. Comme mentionné précédemment les données disponibles ne permettent pas d'isoler les clients protégés.

Une analyse de la consommation en fonction du quartile de revenu et de la taille du ménage permet de confirmer que la consommation moyenne augmente avec la taille du ménage (croissance horizontale sur la Figure 42). A première vue, la consommation moyenne augmente également avec les revenus (croissance verticale sur la Figure 42), mais une analyse plus fine indique que ce n'est pas le cas pour le deuxième et le troisième quartile. Les résultats doivent donc être interprétés avec précaution pour ces deux quartiles.

4. Part de bénéficiaires et contributeurs par quartile de revenu

La relation entre revenu et consommation d'électricité ayant été étudiée en profondeur dans les sections précédentes, la répartition des parts de bénéficiaires et contributeurs par quartile de revenus peut être étudiée (Figure 43). Il apparaît que les bénéficiaires de la mesure sont les plus nombreux dans le premier quartile de revenu. Les contributeurs sont par contre proportionnellement les plus nombreux dans le quatrième quartile, ce qui laisse penser que l'objectif de redistribution serait atteint.

La mise en place d'un nouveau système de tarification mettrait donc davantage à contribution les ménages à revenu élevé. Cependant, puisque la différence est de l'ordre de quelques pourcents, il convient d'étudier de manière plus approfondie ce constat. Une analyse du des gains et contributions par quartile (tous compteurs

confondus) du scénario 2.1 est donc proposée à titre d'exemple (Figure 44), les autres analyses étant disponibles en annexe (voir Annexe 4 – Effet de redistribution : analyse des trois scénarios).

Figure 44 : Bénéficiaires et contributeurs par quartile pour les compteurs standards

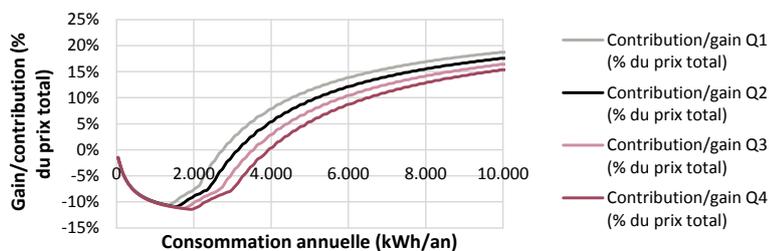
| Distribution des profils de consommation par type de ménage | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
|---|-----|-----|-----|-----|
| Da [0-1.000[| 10% | 7% | 6% | 3% |
| Db [1.000-2.500[| 10% | 10% | 11% | 10% |
| Dc [2.500-3.000[| 1% | 2% | 2% | 3% |
| Dc [3.000-3.500[| 1% | 1% | 2% | 2% |
| Dc [3.500-4.000[| 1% | 1% | 1% | 2% |
| Dc [4.000-4.500[| 1% | 1% | 1% | 1% |
| Dc [4.500-5.000[| 0% | 1% | 1% | 1% |
| Dd [5.000-15.000[| 1% | 2% | 2% | 3% |
| De [15.000-[| 0% | 0% | 0% | 0% |

| | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Total |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-------|
| Bénéficiaires | 86% | 84% | 84% | 74% | 78% |
| Contributeurs | 14% | 16% | 16% | 26% | 22% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 43 : Gains et contributions par quartile (tous compteurs) - Analyse du scénario 2.1

| Gain/contribution sur la facture annuelle (EUR) | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
|---|-----|-----|-----|-----|
| Da [0-1.000[| -16 | -17 | -18 | -19 |
| Db [1.000-2.500[| -34 | -36 | -39 | -42 |
| Dc [2.500-3.000[| -10 | -19 | -32 | -40 |
| Dc [3.000-3.500[| 17 | 5 | -12 | -23 |
| Dc [3.500-4.000[| 43 | 31 | 13 | 1 |
| Dc [4.000-4.500[| 70 | 58 | 39 | 27 |
| Dc [4.500-5.000[| 97 | 85 | 66 | 53 |
| Dd [5.000-15.000[| 193 | 180 | 155 | 144 |
| De [15.000-[| 560 | 546 | 511 | 474 |



| Bilan total | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| Gains (EUR) | -2.071.463 | -2.203.186 | -2.602.250 | -2.665.669 |
| Contributions (EUR) | 1.987.935 | 2.372.949 | 2.016.337 | 3.165.347 |
| Net (EUR) | -83.528 | 169.762 | -585.912 | 499.678 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Dans le cas de ce scénario, les gains peuvent atteindre 42 EUR sur la facture annuelle (moyenne pour un profil de consommation), ou 11% du prix total. Les contributions peuvent être très élevées dans le cas des consommations du profil De (jusqu'à 560 EUR/an pour une consommation allant au-delà de 15.000 kWh). Pour les consommations inférieures à ce profil, elles ne dépassent cependant pas 20% du prix total.

Il est également à noter que deux quartiles sont bénéficiaires : le premier, légèrement, et le troisième de manière plus marquée. Les gains totaux les plus importants, de même que les contributions totales les plus élevées, proviennent quant à elles du quatrième quartile.

5. Focus sur les ménages du 1^{er} quartile ayant une consommation supérieure au 80^e percentile

L'objectif de ce point est de décrire l'impact de la mesure sur une tranche spécifique de la population, disposant de faibles revenus et d'une consommation élevée. Cette tranche est définie de la sorte :

- Premier quartile de revenus (<15.600EUR/an) ;
- Consommation supérieure au 80^{ème} percentile (Figure 45).

Cette tranche correspond à 5% du nombre de ménages (c'est-à-dire 21.750 ménages dans cette étude). Ces ménages sont à risque car la part de la facture d'électricité dans leur budget total est particulièrement élevée (Figure 46), ce qui les rend sensibles, voire vulnérables, à une hausse du prix de l'électricité. Sachant que seuls 20% des ménages bruxellois contribuent à la mesure, la contribution de ce type de ménages mérite une attention particulière.

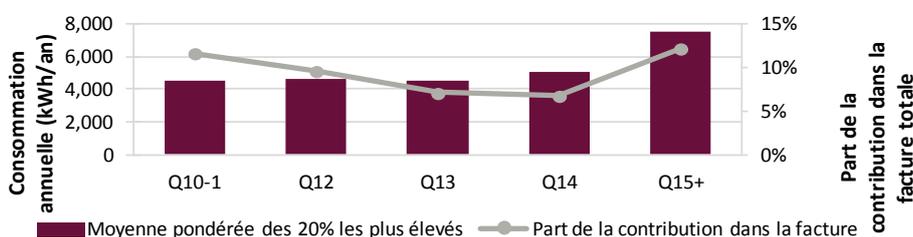
Figure 45 : Seuil du 80ème percentile par taille de ménage

| | Scénario 2.1 | | | | |
|------------------------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|
| | Q1/0-1 | Q1/2 | Q1/3 | Q1/4 | Q1/5+ |
| Seuil du 80ème percentile (kWh/an) | 2.400 | 2.900 | 3.200 | 3.600 | 4.900 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 46 : Impact sur la facture annuelle d'électricité (tous compteurs)

| | Q1/0-1 | Q1/2 | Q1/3 | Q1/4 | Q1/5+ |
|--|--------|------|------|------|-------|
| Part des 20% les plus élevés dans le nombre d'EANs total | 2,3% | 1,1% | 0,6% | 0,5% | 0,4% |
| Moyenne pondérée des 20% les plus élevés (kWh/an) | 4463 | 4565 | 4556 | 5012 | 7471 |
| Facture annuelle moyenne TVAC (EUR/an) | 833 | 856 | 858 | 937 | 1342 |
| Contribution (EUR/an) | 97 | 82 | 61 | 63 | 163 |
| Part de la contribution dans la facture | 12% | 10% | 7% | 7% | 12% |
| Part de la contribution dans le revenu | 0,7% | 0,6% | 0,4% | 0,5% | 1,2% |



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Il ressort de l'analyse de ce groupe particulier que l'impact de la tarification progressive (progressivité moyenne, 30%) sur leur facture annuelle totale varie entre 7 et 12%. Les ménages de 5 personnes et plus sont les plus touchés en raison de leur consommation moyenne plus élevée.

En conclusion, la mise en place d'un nouveau système de tarification peut être fortement ressentie par des ménages à faible revenus et gros consommateurs d'électricité.

6. Analyse qualitative

Suite à ce constat, un atelier a été organisé avec des représentants du Service de Médiation de dettes et Energie du CPAS bruxellois dans le but d'apporter une perspective plus qualitative aux analyses effectuées. Trois points d'attention majeurs sont ressortis de ces discussions.

Premièrement, le niveau de consommation des ménages précarisés doit être appréhendé avec précaution. Selon les constats de terrain des CPAS, la majorité des ménages précarisés ont une consommation d'électricité raisonnable. L'effet de la tarification progressive leur serait bénéfique.

Néanmoins, une minorité consomme au-delà du raisonnable et serait particulièrement exposée dans le cadre d'une tarification progressive. La surconsommation de cette frange des ménages précaires est issue de deux causes principales : le bâti et/ou les équipements. Il est également à noter que les seuils de consommation précédemment fixés dans le cadre de cette étude semblent bas pour les représentants des CPAS, particulièrement pour les ménages contraints à se chauffer à l'électricité (en appoint) et/ou à utiliser un boiler électrique (parfois défectueux).

Deuxièmement, les locataires n'ont, par leur statut, pas de prise sur le mauvais état du logement ou des installations électriques, et la peur de perdre leur logement peut les empêcher de faire une remarque au propriétaire. Aussi, une surconsommation peut résulter de cette situation, en raison d'un besoin en chauffage d'appoint ou d'un boiler défectueux. Toutefois, aux yeux des CPAS, le principal problème des ménages précarisés demeure la hausse des loyers, et les problèmes liés à la facture d'énergie ne sont qu'une conséquence de la baisse du revenu disponible.

Enfin, l'implémentation de la tarification progressive en Région de Bruxelles-Capitale aurait un impact au niveau des CPAS. Elle pourrait faire basculer certains consommateurs sous le statut de client protégé et entraîner un besoin accru en termes de suivi des ménages précarisés. Ce nouvel afflux de demandes accroît le besoin en ressources du côté des CPAS, et la nécessité de mener ces actions curatives pourrait entraîner une diminution des actions préventives.

Les CPAS résumant que la tarification peut s'avérer intéressante même si des situations difficiles peuvent apparaître. Il insiste pour dire qu'il ne s'agit cependant pas d'une mesure jugée prioritaire et qui si elle est mise en place, des mesures complémentaires sont nécessaires.

Pour pallier les problèmes identifiés dans les trois points susmentionnés, des mesures complémentaires ont été dès lors suggérées lors de l'atelier :

- Amélioration du suivi de l'installation de compteurs individuels dans les logements, nécessaire pour une application équitable de la mesure ;
- Amélioration du contrôle de la conformité des logements afin que les locataires puissent maîtriser leur consommation d'électricité ;
- Extension et amélioration de l'accompagnement et du suivi des consommateurs précarisés afin qu'ils apprennent à diminuer activement leur consommation ;
- Instauration de primes dédiées aux locataires précarisés, concernant des équipements qui leur appartiennent (réfrigérateur, machine à laver, etc.) ;
- Extension du système du Tarif Social Spécifique afin d'assister les ménages précarisés dont la consommation est élevée ;
- Subventions pour la médiation de dettes.

D. Impact environnemental

Au-delà de son objectif social, la mise en place de la tarification progressive vise à inciter les à réduire leur consommation d'électricité. Le premier volet de cette étude se clôture par une évaluation de l'influence potentielle de la tarification progressive quant à la réduction de consommation globale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Cette analyse est basée sur un état des lieux des usages d'électricité dans le secteur résidentiel ainsi que sur le constat de l'existence d'un potentiel d'économies d'énergie dans ce même secteur. L'élasticité-prix de l'électricité est ensuite estimée et ses conséquences sur le niveau de consommation des clients résidentiels bruxellois sont analysées.

1. Rappel des usages d'électricité chez les résidentiels et du potentiel d'économies d'énergie

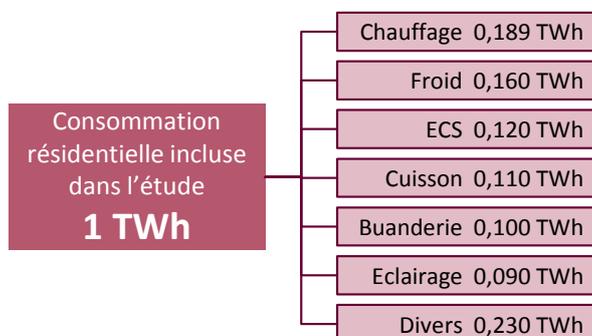
1.1 Usages d'électricité

Afin de mieux comprendre le potentiel d'économies d'électricité dans le secteur résidentiel qui est visé par la mesure, il est utile de rappeler les différents usages d'électricité. La décomposition de la consommation résidentielle, qui représente 1 TWh dans le périmètre de cette étude, indique que les usages résidentiels d'électricité sont variés et se diversifient avec l'apparition de nouveaux appareils électriques (Figure 47). Ils remplissent principalement des fonctions basiques, telles que le froid, l'eau chaude sanitaire, la cuisson, etc. Le poste « chauffage » comprend le chauffage central électrique, peu répandu mais très énergivore, et le chauffage d'appoint, relativement courant (surtout dans des logements vétustes). Enfin, le poste « divers » correspond à une consommation importante : il contient notamment tous les usages de médias et informatiques.

1.2 Potentiel d'économies d'énergie

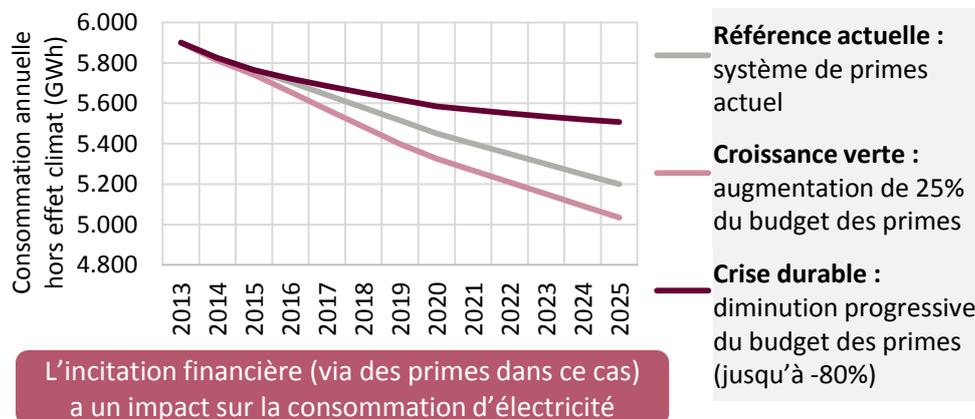
Depuis plusieurs années, la consommation d'électricité annuelle (hors effet climat) suit une tendance baissière en raison des mesures d'efficacité énergétique, qui se répandent de plus en plus. Un potentiel d'économies d'énergie demeure néanmoins et peut être exploité plus ou moins rapidement selon les politiques d'incitation financière (Figure 48).

Figure 47 : Usages d'électricité dans le secteur résidentiel en Région bruxelloise



SOURCE : Etude Sia Partners pour Brugel

Figure 48 : Potentiel d'économies d'énergie dans le secteur résidentiel en Région bruxelloise



SOURCE : Etude Sia Partners pour Brugel

Cependant, plusieurs facteurs constituent un obstacle à l'exploitation de ce potentiel, par exemple :

- Un manque de capacité d'investissement : les primes ne suffisent pas pour inciter les ménages à revenus limités à investir dans l'efficacité énergétique de leurs logements ;
- Un manque de connaissances liées aux investissements/changements de comportement à réaliser ;
- Un obstacle administratif : une partie de la population éprouve des difficultés à comprendre les démarches à entreprendre pour bénéficier de primes ;
- La problématique propriétaire-locataire : pour rappel, environ 60% des ménages sont locataires en Région de Bruxelles-Capitale. Or, les propriétaires n'ont que peu d'incitant à investir dans l'efficacité énergétique des logements qu'ils mettent en location.

2. Mécanisme de l'effet-prix

En vue d'estimer l'impact environnemental de la tarification progressive, l'élasticité-prix de l'électricité doit être estimée. Celle-ci permet d'évaluer dans quelle mesure l'ensemble des consommateurs pourrait adapter sa consommation suite à une modification de prix.

Définition : L'élasticité- prix de l'électricité représente la variation relative de consommation d'électricité engendrée par une variation du prix. Son signe est négatif

$$\epsilon = \frac{\Delta q/q}{\Delta p/p}$$

Exemple : pour une élasticité de -0.5, une réduction du prix de 1% implique une réduction de consommation de 0.5%.

Une revue de la littérature permet de relever différentes valeurs de cette élasticité-prix (Figure 49). La FEBEG (Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières) estime que l'élasticité réelle se situe dans la fourchette basse des estimations. Sur la base de la revue de la littérature, Sia Partners estime qu'une élasticité-

Figure 49 : Revue de la littérature sur l'élasticité-prix de l'électricité

| Elasticité-prix | Année | Pays | Source |
|---|-------|----------|--|
| -0,2 | 2005 | USA | US Environmental Protection Agency |
| De -0,2 à -0,6 | 2008 | USA | Institut de Recherche de la Puissance Electrique de Californie |
| De -0,1 à -0,2 | 2009 | USA | University of California Energy Institute |
| -0,41 | 2010 | Belgique | Bureau du Plan |
| -0,2 | 2011 | EU | The Electricity Journal |
| -1 (basé sur la réponse aux prix moyens plutôt qu'aux prix marginaux) | 2012 | USA | Colorado School of Mines |
| De -0,1 à -0,3 | 2013 | USA | Georgetown University |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

prix de -0,2 est raisonnable car adaptée au contexte européen. Il faut garder à l'esprit que cette valeur est moyenne : une part des ménages ne réagit pas à la variation de prix, tandis que d'autres réagissent plus fortement (au-delà de -0,2). Ces deux effets sont intrinsèquement pris en compte par l'élasticité-prix.

Ces estimations doivent être utilisées avec précaution. En effet, il est extrêmement difficile d'isoler l'effet-prix car les mécanismes de consommation des ménages sont complexes et plusieurs facteurs entrent en compte simultanément. De plus, un chiffre unique ne rend pas compte fidèlement de la réalité : il faudrait déterminer une élasticité par tranche de revenu, niveau de consommation, période de consommation, type d'usage, etc. La CREG (2010) mentionne d'ailleurs que l'élasticité est plus élevée pour les gros consommateurs (en raison d'une utilisation plus discrétionnaire, un revenu et un niveau d'éducation supérieurs).

En parallèle à l'incitation à la réduction de la consommation, un effet rebond (aussi appelé « effet revenu ») peut survenir suite à la mise en place de la tarification progressive : la réduction du prix de l'électricité pour certains ménages augmente leur revenu disponible et les incite à consommer davantage. La suite de cette section se base sur l'hypothèse que cet effet rebond est symétrique à l'effet-prix. Son élasticité est identique. Cette hypothèse est conservatrice car le segment de population le plus précarisé aura tendance à consommer davantage si le prix diminue. En effet, certains ménages ont tendance à se priver des usages électriques essentiels.

Enfin, le modèle développé peut intégrer en complément à l'élasticité-prix, un seuil de prix à partir duquel une influence élasticité-prix commence à avoir une influence. Par exemple, il est nécessaire d'avoir un seuil de prix de 20 EUR sur la facture total avant que les résidentiels commencent à modifier leur comportement proportionnellement à l'élasticité-prix. Néanmoins, dans l'optique de définir le cas le plus favorable, il a été convenu de définir un seuil de 0 EUR en vue de maximiser l'effet positif pour l'environnement.

3. Estimation de l'impact environnemental

Le fonctionnement du mécanisme de l'effet-prix et du seuil de prix étant définis, il est maintenant possible d'évaluer grâce au modèle réalisé l'effet que la tarification progressive aurait sur la consommation d'électricité (Figure 50).

Dans le cadre d'un scénario à progressivité moyenne (30%), l'effet net des variations de la consommation résulte en une légère baisse de la consommation (1,7 GWh ou 0,17% de la consommation initiale totale).

L'effet net relatif est plus fortement négatif pour les contributeurs nets de la mesure : les ménages d'une personne (-0,43%) et de 5 personnes ou plus (-0,42%). Pour les ménages de 3 ou 4 personnes l'effet net est positif, ce qui signifie que, dans l'ensemble, ce segment de population augmente sa consommation suite à la mise en place de la tarification progressive.

En conclusion, la mise en place d'un système de tarification progressive engendre un effet environnemental marginal. Certains ménages sont incités à consommer davantage, ce qui compense partiellement la diminution de consommation issue des contributeurs de la mesure.

Figure 50 : Variations de la consommation – Progressivité de 30%

| Scénario 2.1 | | | | | | |
|---|-------------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-------------------|
| Variation absolue totale de la consommation (kWh) | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Diminution totale de la consommation | -4.310.954 | -1.886.449 | -925.639 | -810.797 | -1.420.011 | -9.353.849 |
| Croissance totale de la consommation | 2.689.324 | 1.831.515 | 1.214.721 | 1.109.950 | 845.754 | 7.691.264 |
| Effet net | -1.621.629 | -54.934 | 289.082 | 299.154 | -574.257 | -1.662.585 |

| Scénario 2.1 | | | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Variation relative totale de la consommation (%) | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Diminution totale de la consommation | -1,15% | -0,84% | -0,66% | -0,64% | -1,03% | -0,93% |
| Croissance totale de la consommation | 0,72% | 0,82% | 0,87% | 0,87% | 0,62% | 0,77% |
| Effet net | -0,43% | -0,02% | 0,21% | 0,24% | -0,42% | -0,17% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

4. Sensibilité de l'impact environnemental au niveau de progressivité

Quel que soit le facteur de progressivité considéré, l'impact environnemental est plus important pour les ménages de taille 0-1 et 5+ car ils sont contributeurs nets à la mesure.

Dans le cadre d'un scénario à 10% de progressivité (Figure 51), l'impact environnemental est quasi nul, l'effet revenu compensant presque totalement l'effet prix.

Dans le cadre d'un scénario à 90% de progressivité (Figure 52), les variations sont comprises entre -1,29% et 0,71% de la consommation totale (en termes absolus, entre -4,9 GWh et 0,9 GWh), avec un effet net cantonné à -0,5%.

La conclusion posée dans la section précédente est donc confirmée : l'effet-prix engendré par la tarification progressive (même avec une forte progressivité) dans le meilleur des cas ne suffit pas à diminuer sensiblement la consommation d'électricité en Région bruxelloise.

Figure 51 : Variations de la consommation – Progressivité de 10%

| Scénario 1.1 | | | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Variation relative totale de la consommation (%) | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Diminution totale de la consommation | -0,38% | -0,28% | -0,22% | -0,21% | -0,34% | -0,31% |
| Croissance totale de la consommation | 0,24% | 0,27% | 0,29% | 0,29% | 0,21% | 0,26% |
| Effet net | -0,14% | -0,01% | 0,07% | 0,08% | -0,14% | -0,06% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 52: Variations de la consommation – Progressivité de 90%

| Scénario 3.1 | | | | | | |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Variation relative totale de la consommation (%) | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Diminution totale de la consommation | -3,44% | -2,52% | -1,99% | -1,91% | -3,10% | -2,79% |
| Croissance totale de la consommation | 2,15% | 2,45% | 2,61% | 2,62% | 1,85% | 2,30% |
| Effet net | -1,29% | -0,07% | 0,62% | 0,71% | -1,25% | -0,50% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

III. Analyse technico-économique du modèle

Alors que le volet précédent de l'étude se rapporte à l'analyse de l'impact socio-économique de la tarification progressive, l'objectif de cette deuxième section étudie l'impact de son instauration auprès des acteurs du marché qui vont devoir déployer les ressources nécessaires à la mise en place de cette mesure : les fournisseurs, le GRD et le régulateur. D'autres acteurs sont également concernés par cette analyse technico-économique : les organismes de défense et d'aide aux consommateurs (CPAS, Infor GazElec).

L'analyse sera structurée selon quatre axes :

1. les coûts d'investissement et d'opération liés à l'implémentation de la tarification progressive ;
2. L'impact de la répercussion de ces coûts sur la facture du consommateur ;
3. L'analyse liée au principe de réflectivité des coûts de l'électricité ;
4. les risques et difficultés opérationnelles dus à la mise en place de la mesure sont détaillés.

A. CAPEX et OPEX liés à l'implémentation du système

Une identification et une classification des coûts pour les acteurs du secteur sont réalisées en premier lieu, à partir des discussions issues des ateliers organisés avec les parties prenantes. Pour chaque acteur, une distinction est opérée entre les coûts de mise en place du système (CAPEX) et les coûts opérationnels récurrents (OPEX). Le détail de ces coûts est présenté sur la Figure 53, pour les fournisseurs, le GRD et le régulateur. Il en ressort les observations suivantes :

- L'adaptation des systèmes informatiques (SI) représente un poste de coûts CAPEX et OPEX pour les trois acteurs. En effet, la mesure nécessite des investissements ainsi qu'une maintenance en SI ;
- Des frais de personnel et de formation sont également encourus par les trois acteurs afin que le personnel puisse répondre aux plaintes et demandes des consommateurs et s'adapter aux nouveaux systèmes ;
- Les fournisseurs et le GRD vont devoir faire appel à des services de consultance externe et mettre en place des structures de gestion de projet en interne afin d'adapter leur organisation à la nouvelle mesure ;
- Le régulateur doit mener des campagnes de communication autour de la tarification progressive pour une bonne compréhension du système par les consommateurs, et il encourt également des frais liés à l'évaluation et le suivi du système.

Figure 53 : Identification et classification des coûts pour les acteurs du secteur

| | Coûts de mise en place (CAPEX) | Coûts opérationnels récurrents (OPEX) |
|--------------|--|---|
| Fournisseurs | <ul style="list-style-type: none"> • Investissements dans les infrastructures SI Exemples : adapter le système de facturation, développer de nouveaux canaux de communication avec le GRD • Formation des collaborateurs Exemples : former les opérateurs des call-centers et les utilisateurs des systèmes à adapter, redéfinir les processus • Consultance externe et gestion de projet interne • Frais administratifs | <ul style="list-style-type: none"> • Maintenance des infrastructures SI Exemple : maintenir les adaptations du système SI de facturation • Frais de personnel Exemples : gérer les plaintes et médiations, informer les clients, répondre aux questions, adapter, convertir, charger et vérifier les données reçues du GRD, préparer le reporting, gérer les différends avec les GRD • Frais administratifs |
| GRD | <ul style="list-style-type: none"> • Investissements dans les infrastructures SI Exemples : mettre en place le système de collecte des données de composition des ménages, adapter le système de facturation et les processus, croiser les données disponibles • Formation des collaborateurs • Autorisations/certifications Exemple : mettre en place les procédures de respect de la vie privée afin d'obtenir les autorisations nécessaires au traitement des données de composition de ménages • Consultance externe et gestion de projet interne • Frais administratifs | <ul style="list-style-type: none"> • Maintenance des infrastructures SI Exemple : maintenir les adaptations du système IS de facturation • Frais de personnel Exemples : mettre à jour la base de données de composition des ménages à partir du Registre national, mettre à jour la liste des ménages exemptés, gérer les plaintes, informer les clients, répondre aux questions, préparer le reporting, gérer les différends avec les fournisseurs • Frais administratifs Exemple : accès annuel aux données du Registre national |
| Régulateur | <ul style="list-style-type: none"> • Adaptation des infrastructures SI Mise à jour du simulateur Brusim • Frais de personnel Exemples : définir les tranches de consommation et les facteurs de progressivité initiaux, établir les modalités de communication des éléments nécessaires à la tarification progressive avec les fournisseurs et GRD • Frais de communication | <ul style="list-style-type: none"> • Maintenance des infrastructures SI • Frais de personnel Exemples : ajuster les tranches de consommation et les facteurs de progressivité, évaluer la mesure ex post, gérer les litiges/plaintes associés à la tarification progressive • Frais pour l'évaluation et le suivi de la mise en place de la tarification |

SOURCE : Ateliers organisés avec les acteurs et analyse de Sia Partners

Pour chaque acteur, un modèle précis visant à calculer les surcoûts opérationnels induits par la tarification progressive est établi. Ce modèle est défini selon des hypothèses spécifiques au métier de chaque acteur, qui ont été formulées au cours des ateliers susmentionnés.

1. Hypothèses liées aux coûts supportés par les fournisseurs

Le modèle établi pour les coûts supportés par les fournisseurs (représentés par la FEBEG lors de nos ateliers) distingue trois types d'hypothèses : les hypothèses générales, les hypothèses liées aux coûts d'implémentation, et enfin les hypothèses pour les coûts d'opération. Celles-ci sont détaillées ci-après.

Deux hypothèses générales sont posées :

- L'exercice d'estimation est théorique et se base sur une extrapolation de l'estimation réalisée par la FEBEG dans le cadre des discussions sur la tarification progressive en Région wallonne ;
- L'estimation réalisée est faite à partir de processus connus et sous gestion depuis plusieurs années (kWh gratuits en Flandre, TSS,..) chez les fournisseurs. Ces estimations représentent donc une estimation minimale et doivent être traitées avec la plus grande prudence.

Les coûts d'implémentation sont basés sur l'hypothèse que les coûts fixes pris en compte sont liés à l'implémentation de la tarification progressive dans les systèmes informatiques et la mise en œuvre du mécanisme envisagé à Bruxelles.

Enfin, les hypothèses liées aux coûts d'opération détaillent les activités impactées par la mise en place de la tarification progressive :

- Sourcing et opérations :
 - Préparation du portefeuille d'EAAs et transfert vers le GRD ;
 - Regroupement des données sources des différents GRD ;
 - Contrôle, validation, adaptation et correction des données sources ;
 - Conversion des formats ;
 - Chargement des données sources et injection dans le système de facturation ;
 - Contrôle du résultat ;
 - Corrections manuelles pour les cas problématiques ;
 - Gestion et contrôle des attestations ;
 - Archivage ;
 - Feedback aux GRD ;
 - Suivi financier avec les GRD ;
 - Suivi et appui du Département légal ;
- Informations et contacts :
 - Formation des opérateurs des call-centers ;
 - Information de la clientèle ;
 - Prise en charge des questions de la clientèle et réponse aux questions (web, téléphone, points de contact, etc.) ;
 - Soutien légal ;
- Gestion des plaintes :
 - Traitement des plaintes ;
 - Processus de médiation ;
 - Amendes ;
 - Soutien légal ;
- IT récurrent :
 - Entretien annuel du système informatique.

2. Hypothèses liées aux coûts supportés par le GRD

Sibelga, le gestionnaire du réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale, formule des hypothèses proposant un scénario pragmatique visant à minimiser l'impact opérationnel. Elles ont été listées comme suit :

- Le système doit être limité à 3 tranches et aucune distinction ne doit être opérée entre les consommations TH (compteurs standards) et les consommations HI-LO (compteurs bi-horaires) ;
- L'information « composition du ménage » à prendre en compte pour l'année N est une situation figée au plus tard au 1^{er} octobre de l'année N-1. De plus, il est supposé que la Banque de données Carrefour a pu correctement être actualisée dans l'intervalle et que cette photo, communiquée à l'horizon fin décembre à Sibelga, peut être considérée comme fiable ;
- Un client inconnu au 1^{er} octobre de l'année N-1 ne pourrait pas prétendre à une composition de ménage « avantageuse » durant l'exercice N ;

- Sibelga part de l'hypothèse que le délai de 3 mois est suffisant pour la mise à jour de la Banque de données Carrefour (sauf exception) et ne fera pas de rectification au détriment du client / de son fournisseur d'énergie (dans ces cas exceptionnels) ;
- La Commission vie privée accepte que les fournisseurs d'énergie communiquent systématiquement le numéro de Registre national de la partie résidentielle contractée à Sibelga ;
- En l'absence de numéro de Registre national communiqué, la tarification a priori est basée sur la composition du ménage « la moins avantageuse » ;
- Sur la base de la communication du numéro de Registre national de la partie contractuelle contractée, la Commission vie privée accepte que la Banque de données Carrefour communique à Sibelga, outre la composition du ménage, les références (numéro de Registre national) des autres membres de ce ménage ;
- Tous ces membres, au cas où ils contracteraient séparément un contrat de fourniture d'énergie durant l'exercice N en Région de Bruxelles-Capitale, bénéficieraient également d'un grid fee basé sur la composition du ménage attestée au 1^{er} octobre de l'année N-1 ;
- Si une modification de la composition du ménage impactant le grid fee devait être actée en cours d'exercice, Sibelga ne serait pas tenu de régulariser les acomptes échus mais seulement d'adapter les acomptes futurs ainsi que la régularisation ;
- Les consommations mesurées sur plusieurs exercices sont ventilées, par exercice, suivant une clé unique identique à celle du settlement (RLPO, à confirmer) ;
- Les demandes de régularisations de la composition du ménage fondées introduites au cours de l'exercice N ne peuvent pas avoir une portée rétroactive antérieure au 1^{er} janvier de l'année N.

Sibelga a également formulé trois autres hypothèses nécessaires au modèle :

- Un client pouvant attester d'une composition de ménage « avantageuse » au 1^{er} octobre de l'année N-1 et résidant en Région de Bruxelles-Capitale à cette date peut exiger en toute hypothèse la prise en compte de cette composition de ménage pour le calcul de son grid fee pour l'exercice N ;
- Un client déménageant au sein de la Région entre le 1^{er} octobre de l'année N-1 et le 31 décembre de l'année N doit pouvoir faire suivre sa composition de ménage au 1^{er} octobre de l'année N-1 pour le calcul du grid fee à sa nouvelle adresse : respect du principe « la composition du ménage est une donnée propre au client contractant ou aux autres membres de ce ménage, pas à l'installation de comptage » ;
- La composition du ménage est une information qui n'est pas actualisée par le fournisseur d'énergie, mais uniquement par la Banque de données Carrefour, avec une fréquence trimestrielle (une actualisation plus fréquente n'étant pas envisageable).

Ces hypothèses, traduites dans un modèle et complétées par des données empiriques, permettent de calculer le besoin en ressources supplémentaires causé par l'introduction d'une tarification progressive (Figure 54). Le modèle renseigne le temps total récurrent de traitement des demandes relatives à la nouvelle mesure, et ce au cours des trois premières années de mise en œuvre. Il révèle ainsi une réduction de 40% du temps total récurrent de traitement des demandes liées à l'introduction de la tarification progressive lors du passage de la première à la deuxième année. Cette diminution s'explique par une baisse significative du temps de traitement des demandes d'adaptations fondées et des demandes d'information générique, alors que la composante du traitement des demandes et plaintes non fondées reste fixe.

Figure 54 : Surcoûts opérationnels du GRD induits par la tarification progressive

| Paramètres | Hypothèses | Valeur | Unité |
|------------|---|---------|-------|
| A | Nombre de déménagements annuels en électricité résidentielle | 150.000 | u |
| B | % moyen de déménagements (customer switches) intervenus au départ d'un site n'appartenant pas à la Région de Bruxelles-Capitale | 50 | % |
| C | % d'EANS pouvant bénéficier d'une composition de ménage « avantageuse » à un moment donné | 53 | % |
| D | % de clients sensibilisés par un grid fee optimisé et mal informés au point d'introduire une demande non fondée (client pas à Bruxelles au 1 ^{er} octobre de l'année N-1) | 40 | % |
| E | Nombre de points EAN électricité résidentiels | 550.000 | u |
| F | % d'EANS pouvant bénéficier d'une composition de ménage « plus avantageuse » d'une année à l'autre | 5 | % |
| G | % de clients sensibilisés par un grid fee optimisé et mal informés au point d'introduire une demande non fondée (évolution de la composition du ménage postérieure au 1 ^{er} octobre de l'année N-1) | 40 | % |
| I | % de clients voulant introduire une plainte suite à la réponse (négative car demande non fondée) à leur demande de modification du calcul tarifaire | 5 | % |
| J | Temps moyen de traitement d'une plainte non fondée d'adaptation de la composition du ménage | 120 | min |
| T1 | Temps moyen de traitement d'une demande non fondée d'adaptation de la composition du ménage | 5 | min |
| T2 | Temps moyen de traitement d'une rectification de la composition du ménage et de la tarification afférente | 10 | min |
| T3 | Temps moyen de traitement d'une demande d'information générique | 3 | min |

| Paramètres | Hypothèses pour la mise en opération | Année 1 | Année 2 | Année 3 |
|------------|---|---------|---------|---------|
| K1, K2, K3 | % de non complétion de l'info "n° de Registre national" par le fournisseur d'énergie | 15 % | 5 % | 3 % |
| L1, L2, L3 | % de clients sensibilisés par un grid fee optimisé au point d'introduire une demande de régularisation suite à une non prise en compte de la composition de leur ménage | 70 % | 40 % | 10 % |
| N1, N2, N3 | % de clients demandant des informations génériques relatives à la tarification progressive en dépit des publications (brochures, site web,...) | 5 % | 3 % | 2 % |

| Paramètres calculés | Année 1 | Année 2 | Année 3 |
|---------------------|---------|---------|---------|
| H | 30.875 | 30.875 | 30.875 |
| M1, M2, M3 | 34.781 | 6.625 | 994 |

| Résultats [heures] | Année 1 | Année 2 | Année 3 |
|--|---------------|--------------|--------------|
| Temps annuel de traitement des demandes d'adaptation non fondées | 2.573 | 2.573 | 2.573 |
| Temps annuel de traitement des plaintes non fondées | 3.088 | 3.088 | 3.088 |
| Temps annuel de traitement des demandes d'adaptation fondées | 5.797 | 1.104 | 166 |
| Temps annuel de traitement des demandes d'information générique | 1.375 | 825 | 550 |
| Temps total récurrent de traitement des demandes relatives au grid fee progressif | 12.832 | 7.590 | 6.376 |

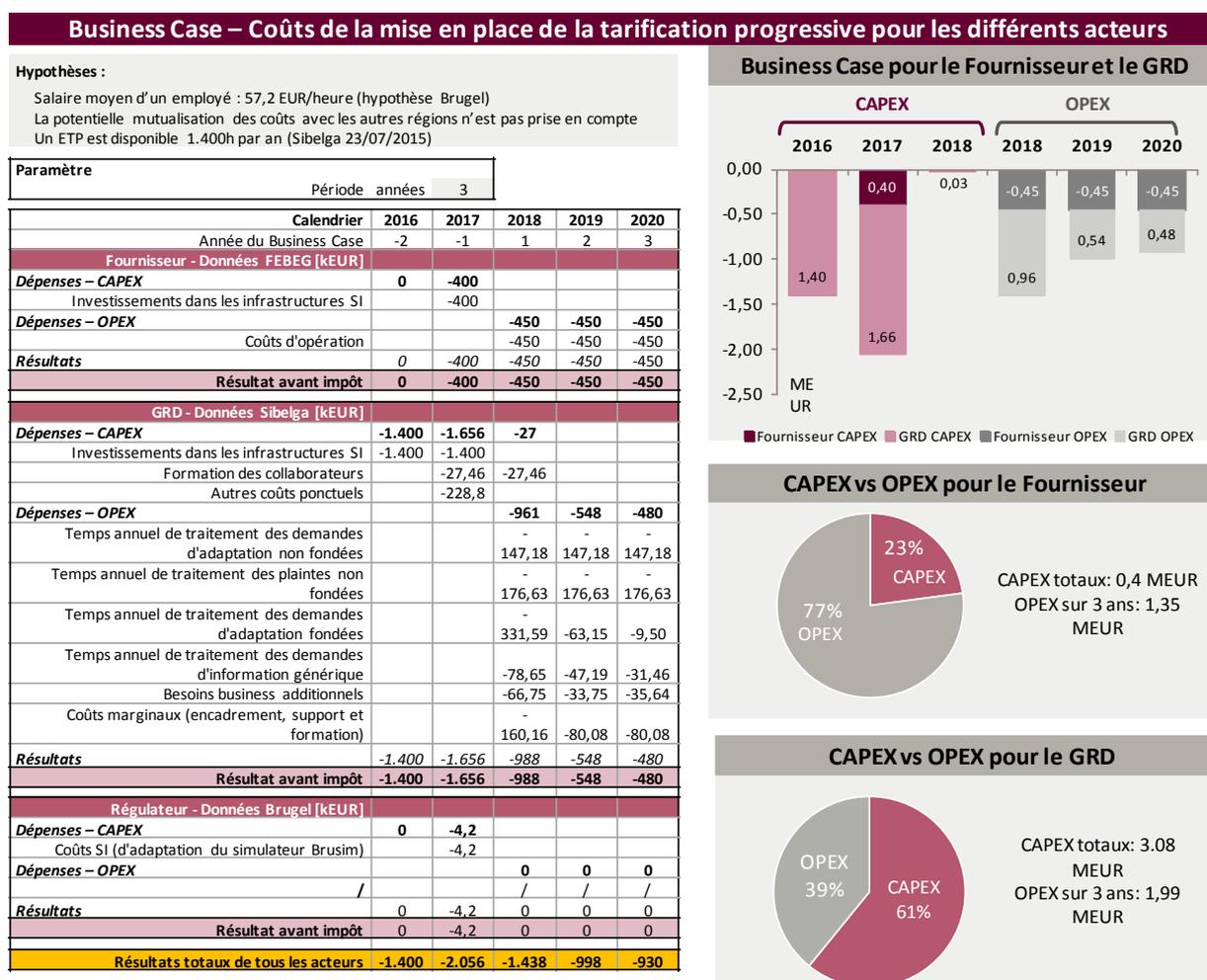
SOURCE : Sibelga et analyse de Sia Partners

3. Vue d'ensemble des coûts liés à l'implémentation de la tarification progressive (Business Case)

La même démarche de calcul de coûts est appliquée aux cas des fournisseurs et du régulateur grâce aux données reçues lors d'ateliers animés par Sia Partners. Grâce à celle-ci, un Business Case global des coûts de la mise en place de la tarification progressive pour différents acteurs peut être réalisé (Figure 55). Il est à noter que certaines hypothèses ont été posées afin de traduire le coût horaire en coût monétaire :

- Salaire moyen d'un employé pour les OPEX est de: 57,2 EUR/heure (hypothèse Brugel) ;
- Salaire moyen d'un externe pour les CAPEX est de: 100 EUR/heure (hypothèse Sibelga) ;
- La potentielle mutualisation des coûts avec les autres régions n'est pas prise en compte
- Un ETP est disponible 1.400h par an (Sibelga 23/07/2015).

Figure 55 : Business Case – Coûts de la mise en place de la tarification progressive pour les différents acteurs



SOURCE : FEBEG, Brugel, Sibelga et analyse de Sia Partners

Certaines précisions concernant le calcul des CAPEX et OPEX doivent être apportées. Les CAPEX de la FEBEG ne comprennent que les investissements dans les systèmes informatiques, excluant les coûts de personnel et administratifs. Les coûts d'opération de la FEBEG comprennent les coûts relatifs au sourcing et aux opérations, les coûts administratifs, les coûts liés à la gestion des plaintes et à la maintenance SI. Ils ont été estimés sur la base du coût estimé en Région wallonne (1,2 million d'euros) extrapolé sur le nombre de points de fourniture résidentiels à Bruxelles.

Les coûts de Sibelga n'incluent pas les ressources business et IT relatives au développement du projet IT. En outre, les coûts d'opération entre l'année de mise en opération et les années suivantes sont très différents car le nombre de plaintes diminue et l'expérience profite à la maintenance des systèmes.

De manière générale – tous acteurs confondus –, les coûts de la mesure sont les plus élevés lors de l'année précédant la mise en place de celle-ci (1,66 million d'euros). La première année affiche des coûts du même ordre de grandeur, celui-ci se stabilisant à un niveau significativement plus faible les années suivantes.

4. Comparaison avec les deux autres régions et le secteur de la distribution de l'eau

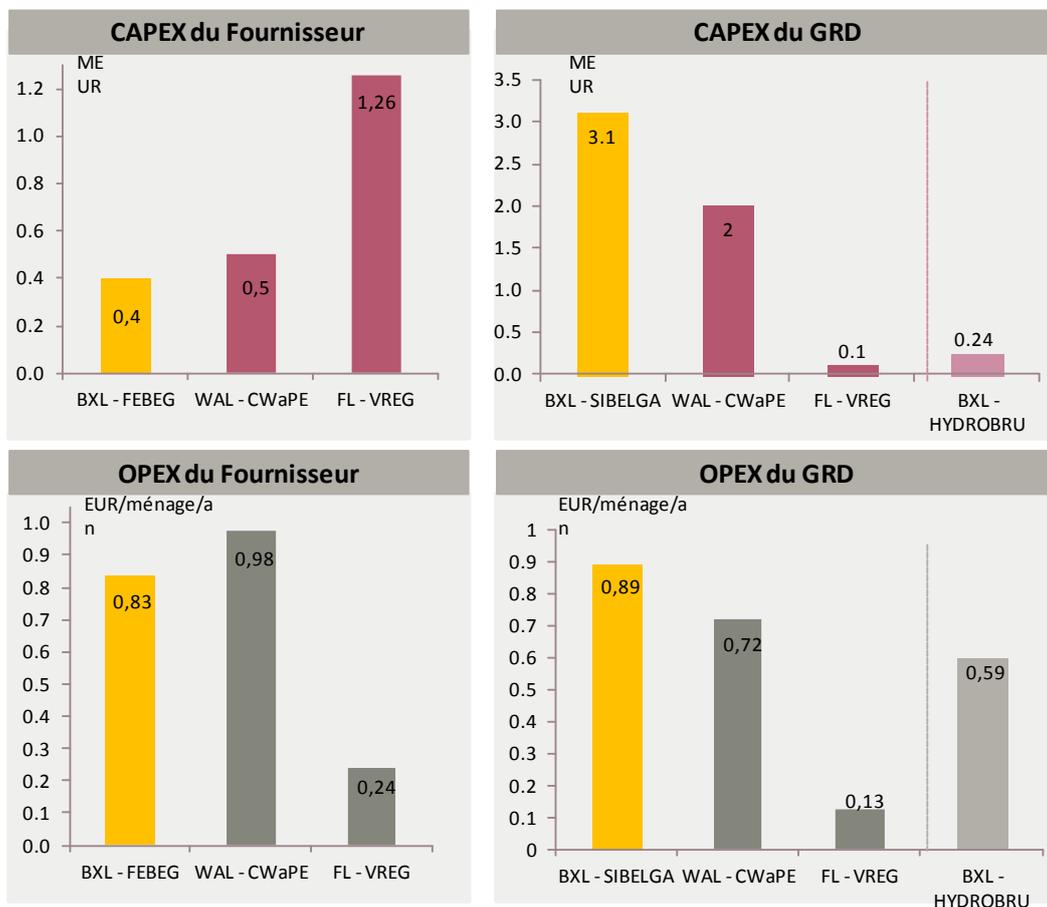
Les résultats obtenus ci-dessus peuvent être mis en perspective avec d'autres données obtenues de sources diverses :

- Les coûts listés par **Hydrobru** lors de l'application de la tarification solidaire et progressive en 2015 ;
- Les coûts récoltés pour la **CWaPE** dans le cadre d'une étude de la tarification progressive et sociale en 2014 ;
- Les coûts listés par la **VREG** pour l'octroi d'une quantité gratuite d'électricité (2006).

Les graphes ci-dessous (Figure 56) doivent être interprétés avec précaution car le nombre de ménages varie selon les régions et peut influencer les coûts des fournisseurs et du GRD :

- Région de Bruxelles-Capitale : 539.702 ménages ;
- Wallonie : 1.522.773 ménages ;
- Flandre : 2.529.167 ménages.

Figure 56: CAPEX et OPEX du Fournisseur et du GRD



Source : CWaPe, VREG, HydroBru et Analyse de Sia Partners

De plus, il est utile de rappeler que les CAPEX pris en compte dans les estimations de la FEBEG concernent uniquement les investissements dans les infrastructures des systèmes d'information. Or, les coûts de personnel et les coûts administratifs représentent près de 70% du CAPEX total selon les calculs de la VREG.

La VREG note également qu'il existe une relation linéaire entre les coûts d'opération et le nombre de clients, sauf si le fournisseur est très expérimenté.

En ce qui concerne le GRD, les OPEX représentés (Figure 56) sont ceux de la troisième année de mise en opération, à partir de laquelle les coûts opérationnels sont considérés constants. La différence structurelle des OPEX entre la Flandre et Bruxelles peut s'expliquer par le taux de déménagement, qui est trois fois moins élevé en Flandre. Par ailleurs, la VREG souligne que les CAPEX et OPEX des GRD mixtes sont entre deux et cinq fois moins élevés.

Le retour d'expérience de la VREG montre qu'il y a eu une mutualisation entre les coûts opérationnels liés à la nouvelle tarification et les coûts opérationnels existants, tant pour les GRD que les fournisseurs. Ce constat semble suggérer des coûts opérationnels réels inférieurs aux estimations. Le coût des plaintes/questions liées à la tarification progressive semble avoir été intégré avec les coûts existants de traitements de questions et/ou plaintes. Par ailleurs, la volumétrie des déménagements est nettement inférieure en Flandre qu'en Région bruxelloise. Ces deux points peuvent suggérer une détection délicate des questions/plaintes exclusivement liées à la tarification progressive ainsi que des volumes proportionnels aux déplacements des populations.

Il faut également noter que le tarif progressif instauré dans le secteur de l'eau concerne un acteur intégré dont le tarif inclut tous les maillons de la chaîne (production, transport, distribution). Ce n'est pas le cas du secteur de l'électricité où différents acteurs opèrent dans une chaîne de valeur éclatée et où les formules tarifaires de la production sont totalement libres.

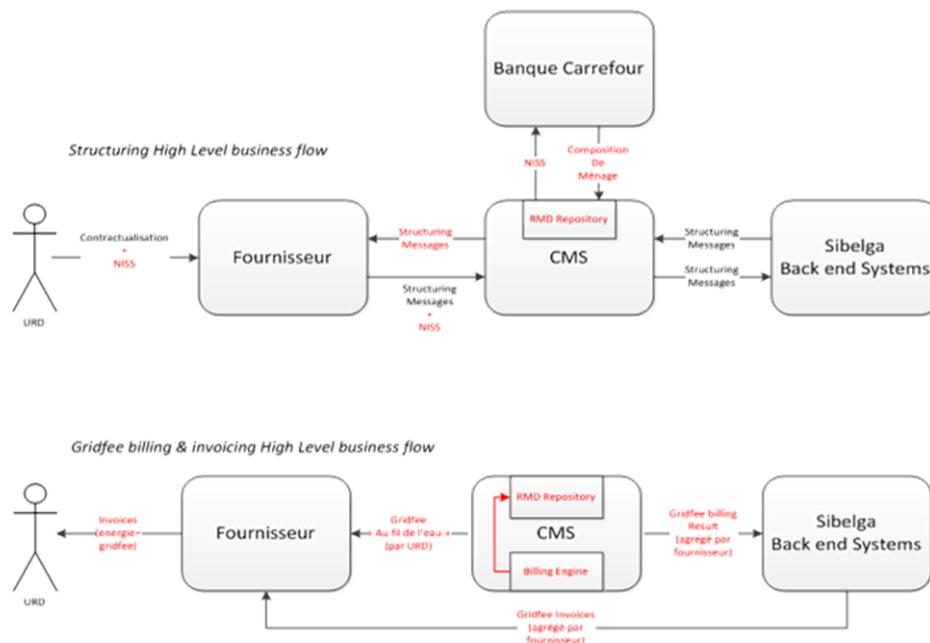
5. Focus sur les risques induisant des coûts opérationnels

Deux risques liés à la complexité du système de tarification progressive doivent être mis en exergue, puisqu'ils risquent d'induire une hausse des coûts opérationnels prévus.

D'abord, la multiplication du nombre d'acteurs dans la formulation du prix pourrait entraîner un plus grand nombre d'erreurs. La progressivité impose en effet de croiser le fichier de Sibelga, celui de chaque fournisseur et celui du Registre national (Figure 57). Ceci risque de faire augmenter le nombre de questions et de demandes de rectification auprès des services clientèle des fournisseurs et du GRD, entraînant une hausse de leurs coûts.

Ensuite, la complexité inhérente à un système progressif entraînera des incompréhensions et donc des plaintes supplémentaires. L'incorporation dans la facture du fournisseur de la facture « grid fee » de Sibelga (sous forme de 3 tranches tarifaires), à côté de son propre tarif sur base d'une seule tranche, allongera la facture et la rendre encore moins lisible pour le consommateur. Le risque est donc élevé que les ménages n'identifient pas l'impact de la tarification progressive sur leur facture étant donné qu'ils ne comprennent pas toujours leur facture en général ni même leur installation électrique. Le nombre de questions et de contestations sur le prix pourrait donc fortement augmenter. Or, selon Sibelga, le temps annuel de gestion des plaintes et demandes des clients représente entre 75% et 90% des coûts opérationnels totaux.

Figure 57 : Proposition de scénario par Sibelga : Tarifs progressifs avec composition de ménage obtenue via la Banque Carrefour



SOURCE : Sibelga

Actuellement, rien n'est prévu en termes de communication vis-à-vis des clients avant que la tarification progressive ne soit mise en place. Il serait peut-être bénéfique de mettre en place une campagne de communication pour expliquer aux clients résidentiels :

- Le but de la tarification progressive ;
- Les changements que cette tarification apportera ;
- Ainsi que la manière dont ils pourront vérifier l'exactitude de leur facture.

B. Impact des CAPEX et OPEX sur la facture

Cette section vise à étudier l'impact de la mise en place de la tarification progressive sur trois variables : le coût sociétal engendré, l'impact généré sur la facture d'un ménage au travers des coûts d'implémentation du GRD, et la répercussion sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs. Ces trois variables seront étudiées sur deux périodes, tout d'abord la période d'implémentation fixée par Brugel de 2016 à 2020, puis sur la période post-implémentation, démarrant en 2021.

1. Période d'implémentation : de 2016 à 2020

1.1 Impact sur le coût sociétal

Dans le modèle permettant de calculer cet impact, les coûts totaux d'implémentation (CAPEX et OPEX de la période, tous acteurs confondus) sont soumis à une dépréciation linéaire en 5 ans afin de déterminer un coût annuel, qui revient à 1,37 million d'euros (Figure 59).

Une fois cette annuité calculée, il est possible de la comparer avec les montants transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la mesure selon les différents scénarios. Le ratio obtenu permet de juger de l'importance des frais liés à la mesure par rapport à son impact (lui-même mesurable par le montant transféré). Dans le cas d'un scénario à 30% de progressivité, il apparaît ainsi que le coût d'implémentation annuel représente 14% du montant des transferts entre contributeurs et bénéficiaires du système. En toute logique, ce ratio diminue avec l'augmentation du facteur de progressivité, le montant transféré étant plus important et l'annuité restant la même.

Les frais d'implémentation, quel que soit le facteur de progressivité appliqué, devront être financés par les différents acteurs du secteur, entraînant un coût au niveau sociétal. Celui-ci vaudra en moyenne 0,14 cEUR/kWh et 3,14 EUR par ménage (Figure 58). Ces coûts sont indiqués hors TVA. Il ne sera pas répercuté tel quel sur la facture du consommateur bruxellois. Les coûts du GRD seront répercutés selon la méthodologie tarifaire (cf. infra) tandis que les autres coûts ne seront pas intégrés directement mais affecteront l'attractivité du marché bruxellois pour les fournisseurs et impacteront donc le consommateur indirectement.

Figure 59 : Coûts durant la période d'implémentation (2016-2020)

| CAPEX + OPEX (kEUR) | Total | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|
| Coûts Fournisseurs | 1.750 | 0 | 400 | 450 | 450 | 450 |
| Coûts Sibelga | 5.073 | 1.400 | 1.656 | 988 | 548 | 480 |
| Coûts Brugel | 4 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| Coûts totaux | 6.823 | 1.400 | 2.056 | 1.438 | 998 | 930 |

| | | | | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Dépréciation par an | 6.823 | 1.365 | 1.365 | 1.365 | 1.365 | 1.365 |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

| Ratio des coûts d'implémentation sur les montants transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la mesure | |
|--|------------|
| Scénario 1 ($\lambda_1 = 0,90$) | 41% |
| Scénario 2 ($\lambda_1 = 0,70$) | 14% |
| Scénario 3 ($\lambda_1 = 0,10$) | 5% |

Figure 58 : Impact sociétal des coûts d'implémentation

| | |
|---|-------------|
| Consommation totale par an (GWh) | 1.004 |
| Coût annuel d'implémentation (cEUR/kWh) | 0,14 |

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Nombre de ménages | 435.039 |
| Coût annuel moyen par ménage (EUR) | 3,14 |

1.2 Impact des coûts d'implémentation du GRD sur la facture annuelle d'un ménage

Suite à l'implémentation de la tarification progressive, il est probable que les coûts supplémentaires du GRD soient répercutés directement sur la facture finale des ménages. Il apparaît que les coûts encourus par Sibelga entre 2016 et 2020 afin d'implémenter la tarification progressive correspondent à une annuité de 1 million d'euros (Figure 60). Ils valent donc 1,36% des revenus annuels de distribution lorsque les composantes fixe et variable sont comprises (HTVA, les 21% de TVA étant soustraits du montant total afin de rendre compte des revenus réellement engrangés par le GRD).

Dans le cas d'un scénario à 30% de progressivité, les coûts d'implémentation annuels de Sibelga représentent 10% du montant des transferts entre contributeurs et bénéficiaires du système. Ces coûts d'implémentation devront donc être financés par les consommateurs via la composante de distribution du prix de l'électricité.

Figure 61 : Coûts durant la période d'implémentation (2016-2020)

| CAPEX + OPEX (kEUR) | Total | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------------------|--------------|-------|-------|------|------|------|
| Coûts Sibelga | 5.073 | 1.400 | 1.656 | 988 | 548 | 480 |

| | | | | | | |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Dépréciation par an | 5.073 | 1.015 | 1.015 | 1.015 | 1.015 | 1.015 |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

| | |
|---|--------------|
| Coûts annuels d'implémentation (kEUR) | 1.015 |
| Coûts de distribution annuels actuels (kEUR)* | 74.692 |
| Ratio | 1,36% |

| Ratio des coûts d'implémentation sur les montants transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la mesure | |
|--|------------|
| Scénario 1 ($\lambda_1 = 0,90$) | 30% |
| Scénario 2 ($\lambda_1 = 0,70$) | 10% |
| Scénario 3 ($\lambda_1 = 0,10$) | 3% |

L'impact sur la facture des consommateurs est calculé à partir de l'hypothèse que les coûts sont redistribués proportionnellement à la consommation des ménages soumis à la tarification progressive : aucune progressivité n'est appliquée sur le surplus. L'implémentation coûtera en moyenne 0,1 cEUR/kWh et 2,33 EUR/an par ménage (Figure 61). Si ces montants sont relativement faibles, il faut vérifier s'ils ont un impact significatif sur la répartition des gains et contributions. Il est à noter que la méthodologie actuelle n'indique pas le coût doit être supporté par les ménages soumis à la tarification ou si l'ensemble des clients du réseau participe au financement.

Figure 60 : Impact des coûts d'implémentation sur la facture du consommateur

| | |
|---|-------------|
| Consommation totale par an (GWh) | 1.004 |
| Coût annuel d'implémentation (cEUR/kWh) | 0,10 |
| Nombre de ménages | 435.039 |
| Coût annuel moyen par ménage (EUR) | 2,33 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

1.3 Impact de la mesure sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs

L'augmentation des coûts de distribution suite à la répercussion des coûts d'implémentation de la tarification progressive ne modifie pas (significativement) la distribution des bénéficiaires et contributeurs (Figure 62). Ce résultat est dû au type de distribution de la consommation considéré : la différence de prix unitaire entre deux tranches de 100 kWh est supérieure à 0,1 cEUR/kWh. L'inclusion des coûts d'implémentation réduit légèrement les points neutres (le seuil de consommation à partir duquel un ménage est contributeur est plus rapidement atteint).

Figure 62 : Bénéficiaires et contributeurs de la mesure après inclusion des coûts d'implémentation

| | Scénario 2.1 | | | | | |
|---|--------------|-------|-------|-------|-------|------------|
| | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Différence du nombre de bénéficiaires | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Différence du nombre de contributeurs | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Bénéficiaires | 80% | 78% | 78% | 76% | 64% | 78% |
| Contributeurs | 20% | 22% | 22% | 24% | 36% | 22% |
| Points neutres – Compteurs standards (kWh/an) | 2.597 | 2.989 | 3.381 | 3.773 | 4.165 | |
| Point neutre – Compteurs bi-horaires heures pleines (kWh/an) | 1.274 | 1.421 | 1.568 | 1.813 | 1.960 | |
| Point neutre pour les compteurs bi-horaires heures creuses (kWh/an) | 1.313 | 1.557 | 1.800 | 1.946 | 2.189 | |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

2. Période post-implémentation : 2021 et au-delà

Comme les coûts opérationnels liés à la mesure sont stables et le CAPEX est entièrement amorti à la fin de l'année 2020, une étude d'impact est dédiée à la période démarrant en 2021. Tout comme au point précédent, les variables étudiées seront le coût pour la société, l'impact de la composante relative au GRD, et l'impact sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs.

2.1 Impact sur le coût sociétal

La différence avec les coûts d'implémentation de 2016-2020 est faible car les CAPEX sont limités. Dans le cas d'un niveau de progressivité de 30%, les coûts opérationnels représentent 10% des montants totaux transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la tarification progressive (Figure 64).

Figure 64 : Coûts opérationnels (à partir de 2021)

| OPEX (kEUR) | 2021+ |
|---------------------|------------|
| Coûts Fournisseurs | 450 |
| Coûts Sibelga | 480 |
| Coûts Brugel | 0 |
| Coûts totaux | 930 |

| Ratio des coûts d'implémentation sur les montants transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la mesure | |
|--|------------|
| Scénario 1 ($\lambda_1 = 0,90$) | 29% |
| Scénario 2 ($\lambda_1 = 0,70$) | 10% |
| Scénario 3 ($\lambda_1 = 0,10$) | 3% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Le coût sociétal est légèrement plus faible qu'avant 2021 : l'implémentation coûtera en moyenne 0,09 cEUR/kWh et 2,14 EUR/an par ménage (Figure 63). Ces coûts sont indiqués hors TVA.

Figure 63 : Impact des coûts opérationnels d'implémentation sur la facture du consommateur

| | |
|---|-------------|
| Consommation totale par an (GWh) | 1.004 |
| Coût annuel d'implémentation (cEUR/kWh) | 0,09 |
| | |
| Nombre de ménages | 435.039 |
| Coût annuel moyen par ménage (EUR) | 2,14 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

2.2 Impact des coûts d'implémentation du GRD sur la facture annuelle d'un ménage

Les coûts opérationnels encourus par Sibelga à partir de 2021 s'élèvent à 480.000 EUR par an (Figure 65), c'est-à-dire 0,66% des coûts de distribution annuels actuels (HTVA). La différence avec les coûts d'implémentation de 2016-2020 est faible car les CAPEX sont limités. Dans le cas d'une progressivité de 30%, ces coûts opérationnels représentent 5% des montants totaux transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la tarification progressive.

De même que les coûts d'implémentation, les coûts opérationnels devront être financés par les consommateurs via la composante de distribution du prix de l'électricité. Encore une fois, l'impact sur leur facture est calculé à partir de l'hypothèse que les coûts seront redistribués proportionnellement à la consommation des ménages (pas d'application d'une progressivité sur le surplus). L'impact est légèrement plus faible qu'avant 2021 : en moyenne 0,05 cEUR/kWh et 1,10 EUR/an par ménage (Figure 66).

Figure 65 : Coûts opérationnels (à partir de 2021)

| OPEX (kEUR) | 2021+ |
|---------------|-------|
| Coûts Sibelga | 480 |

| | |
|--|--------------|
| Coûts annuels d'implémentation (kEUR) | 480 |
| Coûts de distribution annuels actuels (kEUR) | 74.692 |
| Ratio | 0,64% |

| Ratio des coûts d'implémentation sur les montants transférés entre contributeurs et bénéficiaires de la mesure | |
|--|------------|
| Scénario 1 (lambda_1 = 0,90) | 14% |
| Scénario 2 (lambda_1 = 0,70) | 5% |
| Scénario 3 (lambda_1 = 0,10) | 2% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 66 : Impact des coûts opérationnels d'implémentation sur la facture du consommateur

| | |
|---|-------------|
| Consommation totale par an (GWh) | 1.004 |
| Coût annuel d'implémentation (cEUR/kWh) | 0,05 |

| | |
|------------------------------------|-------------|
| Nombre de ménages | 435.039 |
| Coût annuel moyen par ménage (EUR) | 1,10 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

2.3 Impact de la mesure sur la répartition des bénéficiaires et contributeurs

Les variations du nombre de bénéficiaires et contributeurs sont identiques à celles de la période précédente (2016-2020) (Figure 67). Ceci s'explique par la faible différence des coûts d'implémentation des deux périodes. Les points neutres augmentent légèrement par rapport à la période 2016-2020.

A partir de 2021, les coûts liés à la tarification progressive sont légèrement plus faibles. L'impact sur la facture est de 1,1 EUR/an par ménage, qui n'engendre pas d'effet significatif sur la distribution des bénéficiaires et contributeurs.

Figure 67 : Bénéficiaires et contributeurs de la mesure après inclusion des coûts d'implémentation

| | Scénario 2.1 | | | | | |
|---|--------------|-------|-------|-------|-------|------------|
| | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5+ | Total |
| Différence du nombre de bénéficiaires | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Différence du nombre de contributeurs | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Bénéficiaires | 80% | 78% | 78% | 76% | 64% | 78% |
| Contributeurs | 20% | 22% | 22% | 24% | 36% | 22% |
| Points neutres – Compteurs standards (kWh/an) | 2.622 | 3.017 | 3.413 | 3.809 | 4.204 | |
| Point neutre – Compteurs bi-horaires heures pleines (kWh/an) | 1.286 | 1.434 | 1.583 | 1.830 | 1.978 | |
| Point neutre pour les compteurs bi-horaires heures creuses (kWh/an) | 1.331 | 1.577 | 1.824 | 1.972 | 2.217 | |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

3. Focus : Impact total de la mesure pour un ménage bruxellois type

À titre d'illustration, l'impact total de la mesure pour un ménage bruxellois type a été étudié. Cet exemple permet non seulement de d'obtenir une vision de l'impact de la mesure de tarification progressive en elle-même sur la facture un ménage type (faisant référence au lot n°1), mais également l'impact des surcoûts générés par cette mesure et répercutés sur les ménage (référence au lot n°2) (Figure 68).

Figure 68 : Calcul de la facture annuelle d'un ménage de consommation médiane

| Calcul de la facture annuelle (TVAC) | |
|--|--------------|
| Coût variable de distribution | |
| Coût variable de distribution (EUR) | 145,7 |
| Coût variable de distribution par kWh (cEUR/kWh) | 7,2 |
| Delta avec tarifs sans progressivité (EUR) | -41,3 |
| Delta moyen du kWh (cEUR/kWh) | -2,0 |
| Delta relatif (%) | -22% |
| Facteur de progressivité moyen | 0,8 |
| Economies d'énergie à réaliser afin de bénéficier de la mesure (kWh) | 0,0 |
| Coût total de la facture | |
| Coût total fixe de la facture (EUR/an) | 67,1 |
| Coût total variable de la facture (cEUR/kWh) | 18,3 |
| Coût total de la facture (EUR) | 439,0 |
| Coût moyen de la facture par kWh (cEUR/kWh) | 21,6 |
| Delta avec tarifs sans progressivité (EUR) | -41,3 |
| Delta relatif (%) | -9,4% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

Le ménage type étudié comprend 2 personnes, consomme annuellement 2.036 kWh (médiane de la consommation bruxelloise) et dispose d'un compteur standard. Un scénario d'une progressivité de 30% est choisi (2.1).

D'une part, il ressort de l'analyse de l'analyse socio-économique qu'un ménage bruxellois médian paie une facture d'électricité réduite de 41,30 EUR suite à la mise en place d'un tarif progressif (de 30%). D'autre part, l'analyse technico-économique montre que les coûts d'implémentation (de 2016 à 2020) entraînent une hausse de prix de 0,1 cEUR/kWh, ce qui représente 2,47 EUR (TVAC) annuellement pour un ménage médian. De plus, les coûts opérationnels (à partir de 2021) entraînent une hausse de prix de 0,05 cEUR/kWh, ce qui représente 1,23 EUR (TVAC) annuellement pour un ménage médian.

En conséquence, pour un ménage de consommation médiane, l'impact de la tarification progressive (à 30%) sera bénéfique : le gain sera de 38,8 EUR/an (Figure 69). Les coûts mentionnés sont TVA comprise.

Figure 69 : Impact total de la tarification progressive sur un ménage médian (2.036 kWh/an)



SOURCE : Analyse de Sia Partners

C. Réflectivité des coûts

Cette section se penche sur le principe de réflectivité des coûts qui doit influencer les décisions en matière de méthodologie tarifaire. Il s'agit d'une analyse strictement théorique et économique, en dehors des considérations sociales et environnementales de la mesure.

1. Définition de la réflectivité des coûts

Une réflectivité parfaite des coûts voudrait qu'un consommateur paie le tarif correspondant aux coûts que sa consommation d'électricité a engendrés pour les différents acteurs du secteur. Les tarifs actuels de l'électricité ne sont pas en ligne avec ce principe. Dans le cadre de cette étude, la question est donc de savoir si la tarification progressive y correspondrait davantage.

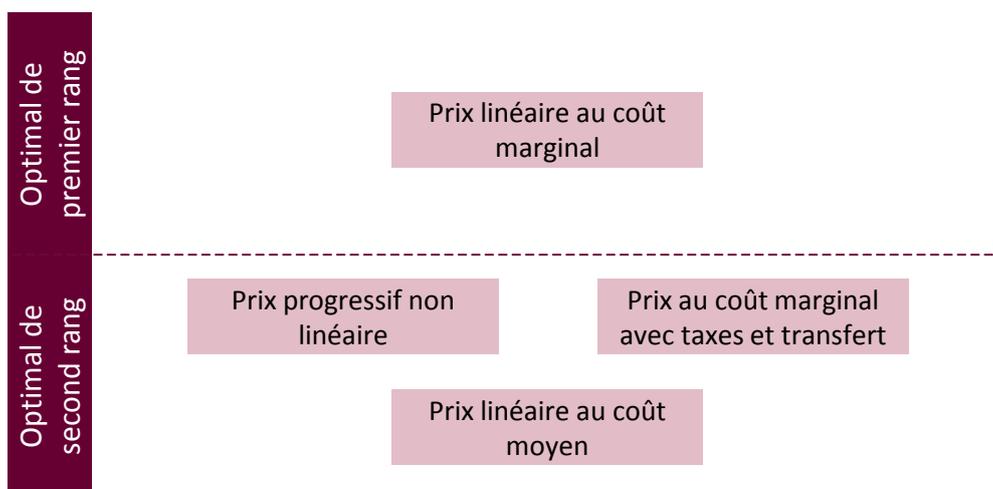
Selon une étude sur la faisabilité de la tarification progressive de la CREG (Figure 70), la tarification au coût marginal est la plus efficace économiquement mais elle est possible uniquement en situation de concurrence parfaite. En concurrence imparfaite, la tarification progressive est considérée comme une solution optimale de second rang.

Idéalement, la forme de la courbe des coûts moyens, croissante ou décroissante, doit déterminer si la structure de prix doit être, respectivement, progressive ou dégressive. Selon ce principe, une tarification progressive est donc justifiée lorsqu'un gros consommateur coûte plus cher par kWh qu'un petit consommateur. La section suivante analyse si c'est bien le cas.

2. Problème du seuil de progressivité

Pour rappel, il a été montré précédemment que les tarifs totaux sont dégressifs sur un segment mais progressifs sur un autre, en raison du maintien des composantes fixes du tarif. Dans le cas du scénario 2.1, un ménage consommant 1.000 kWh payerait le même prix par kWh qu'un ménage consommant 4.600 kWh, mais plus qu'un ménage consommant 2.500 kWh/an. Dans une optique de réflectivité des coûts, ce point est

Figure 70 : Deux classes de tarifications de l'électricité



SOURCE : Etude sur la faisabilité de la tarification progressive de la CREG (2010)

problématique car un petit consommateur, dont la consommation coûte moins cher unitairement, ne peut pas payer davantage qu'un consommateur moyen.

L'étude de la réfectivité des coûts n'est donc pas pertinente au niveau du tarif total. Pour cette raison, l'étude de la réfectivité est scindée en deux parties principales : coûts de distribution et coûts de production.

3. Tarification progressive et réfectivité des coûts

3.1 Tarification progressive et réfectivité des coûts de distribution

Le raisonnement effectué se base sur la question suivante : en termes de coûts de réseau, un gros consommateur coûte-t-il plus cher par kWh qu'un petit consommateur?

La réponse est négative : Sibelga estime que les coûts d'un GRD (ou GRT) dépendent très peu des quantités d'énergie effectivement distribuées.

La facturation des coûts de distribution de manière progressive est donc incohérente économiquement. Borenstein (2008) met en évidence qu'une tarification progressive sur les coûts de distribution envoie des signaux de prix marginal différents aux différents consommateurs alors que le coût pour les fournir est identique.

3.2 Tarification progressive et réfectivité des coûts de production

La question posée est identique : en termes de coûts de production, un gros consommateur coûte-t-il plus cher par kWh qu'un petit consommateur?

La réponse est ici positive : la logique du « merit order » implique qu'à mesure que la consommation augmente, des moyens de production de plus en plus coûteux sont mis en œuvre.

D'un point de vue économique, il serait donc justifié de facturer les coûts de production de manière progressive. Selon le groupe Gemix (2009), la tarification optimale doit être basée sur un coût marginal différencié en heures creuses et heures de pointe :

- Heures creuses : tarification au coût marginal ;
- Heures de pointe : tarification au coût marginal et couverture des coûts fixes.

Lin et Jiang (2012) proposent un autre système, en 4 tranches :

1. Tranche à vocation sociale, subventionnée par les 3 autres ;
2. Tranche un peu plus élevée ;
3. Tranche reflétant le coût marginal de production moyen observé sur une année ;
4. Tranche reflétant le coût marginal observé lors des périodes de pointe de la charge.

Les quatre points précédents laissent penser que la tarification progressive n'est pas adaptée aux coûts de distribution d'un point de vue strictement économique. Aussi, différents systèmes permettraient d'améliorer la réfectivité des coûts au niveau de la production.

D. Risques et difficultés opérationnelles

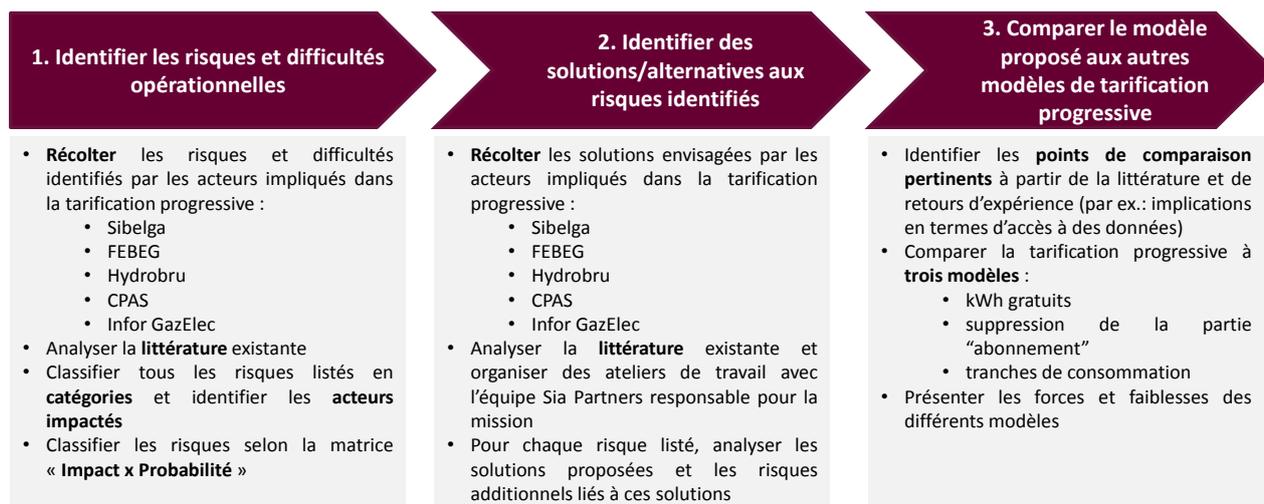
Afin d'obtenir une vision complète du projet de tarification progressive, les risques et difficultés opérationnelles s'y rapportant doivent être évalués. Pour ce faire, une liste d'objectifs a été dressée et la méthodologie à suivre pour atteindre ces objectifs a été déterminée.

Les objectifs sont les suivants :

- Mettre en évidence les difficultés opérationnelles majeures associées au modèle proposé :
 - Grâce à des ateliers de travail réalisés avec chacun des acteurs ;
 - Grâce à une analyse de la littérature existante ;
- Proposer des solutions aux risques identifiés ;
- Comparer le modèle proposé aux alternatives existantes en tarification progressive.

La méthodologie est décrite par la Figure 71.

Figure 71 : Méthodologie à suivre pour l'identification des risques opérationnels liés à la mesure de tarification progressive



SOURCE : Analyse de Sia Partners

1. Récolte des risques et difficultés liés à l'application de la tarification progressive à Bruxelles

1.1 Identification par les acteurs du marché de l'électricité : Sibelga

Sibelga est le gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les 19 communes de la Région de Bruxelles-Capitale. En outre, celui-ci est responsable du relevé des compteurs, de la validation et de la gestion des données de consommation. En tant que principal concerné, Sibelga a mis en avant un certain nombre de remarques liées à l'implémentation d'une mesure de tarification progressive :

Premièrement, le tarif progressif est une solution lourde à introduire :

- Le risque lié à une non correspondance entre la composition du ménage obtenue via l'adresse et l'EAN du GRD est élevé ;
- Sibelga a besoin d'une photo figée et fiable de la composition des ménages pour pouvoir élaborer les factures au 1er janvier ;
- Il serait nécessaire de rafraîchir ces données plusieurs fois par an ;
- Des données peuvent s'avérer incertaines et volatiles ;
- Les données devraient être réclamées à une date tenant compte du délai d'obtention et de traitement des données ;
- Pour communiquer les données de composition de ménage entre tous les acteurs, il faut s'assurer que la loi permette de faire circuler les informations personnelles des signataires de contrat.

Deuxièmement, la tarification progressive complexifie une facture déjà trop compliquée :

- L'incorporation dans la facture du fournisseur de la facture « grid fee » de Sibelga sous forme de 3 ou de 5 tranches tarifaires allongera la facture et la rendre encore moins lisible ;
- Les réactions des clients suite à l'instauration de la tarification progressive peuvent être nombreuses ;
- La neutralité du budget n'est pas garantie ;
- La méthodologie ne définit pas la population qui va financer la mise en place de la tarification progressive : aujourd'hui, il n'existe pas de segmentation tarifaire entre les clients BT résidentiels.
- L'impact final est minimal et sera donc très peu compréhensible.

Troisièmement, la tarification progressive de l'électricité crée des problèmes d'équité, notamment pour :

- Les ménages qui emménagent/déménagent au cours d'année ;
- Les ménages qui ont des relevés mensuels et non pas annuels ;
- Les ménages pour qui il serait bénéfique de devenir professionnel ;
- Les ménages utilisant un chauffage électrique ou une cuisinière électrique ;
- Les personnes fortement présentes à leur domicile ;
- Les clients protégés, pour qui la tarification progressive n'est pas applicable.

Enfin, le tarif progressif ne tient pas compte des évolutions du marché de l'énergie (par exemple : smart metering, stockage d'énergie, flexibilité, etc.). Par ailleurs, à l'heure actuelle, il n'existe pas de segmentation tarifaire entre les clients basse tension et les résidentiels.

1.2 Identification par les acteurs du marché de l'électricité : FEBEG

La FEBEG représente les producteurs d'électricité, les négociants et fournisseurs d'électricité et de gaz, ainsi que les laboratoires du secteur de l'électricité et du gaz. Elle aussi met en avant certains risques et difficultés :

Tout d'abord, le prélèvement des données engendre plusieurs difficultés :

- Les fournisseurs ont pour rôle d'envoyer une facture représentant la réalité : le système "idéal" serait de prendre la photo de la composition du ménage au moment du relevé du compteur d'électricité ;

- Le contrat d'électricité doit être conclu par le chef de ménage pour que le NISS (numéro d'identification à la sécurité sociale belge) corresponde ;
- Il est nécessaire de modifier l'ordonnance pour que le GRD puisse fournir des informations d'ordre privé aux fournisseurs en cas de questions des clients (par exemple : composition de ménage dont il a été tenu compte).

Ensuite, la tarification progressive est un système complexe :

- Multiplier le nombre d'acteurs dans la formulation du prix entraînerait un plus grand nombre d'erreurs ;
- L'impact des coûts d'implémentation et de maintenance sera plus important chez les petits fournisseurs, complexifiant l'accès au marché de la fourniture d'électricité ;
- Il ne semble pas y avoir d'obligation de faire apparaître la décomposition du grid fee sur la facture, les ménages risquent donc de ne pas comprendre l'impact de la tarification progressive sur leur facture d'électricité ;
- Chaque fournisseur a des besoins spécifiques en fonction de sa situation en ce qui concerne le contenu des messages reçus du GRD (index, prix et éventuellement lambda) ;
- En raison des règles européennes, il est impossible d'appliquer la tarification progressive sur toute la facture d'électricité, l'impact sera donc faible.

De plus, différents développements et tendances actuels sur le marché de l'électricité vont à l'encontre de la tarification progressive (par exemple : smart metering, flexibilité, véhicules électriques, pompes à chaleur, télétravail).

Il y a également un risque que les résidentiels passent en professionnels pour éviter la tarification progressive. Enfin, Sibelga demande que la paramétrisation soit fixée pour janvier 2016 afin que le système soit prêt en janvier 2018, ce qui ajoute donc une difficulté de planning.

1.3 Identification par des entités liées à la tarification progressive: Hydrobru

Hydrobru est l'opérateur exclusif de distribution d'eau potable en Région de Bruxelles-Capitale. Il a mis en place une tarification solidaire et progressive où les prix au mètre cube varient en fonction de la quantité consommée et de la composition du ménage. Fort de son expérience en la matière, Hydrobru a été consulté dans le cadre de la mesure sur la tarification progressive.

Il en ressort d'abord que les conséquences de la tarification progressive ne sont pas uniquement bénéfiques:

- La tarification progressive n'a pas eu d'effet accélérateur sur la conscientisation à une utilisation rationnelle de l'eau ;
- Un risque de calibrage existe ;
- Ce sont, a priori, les personnes les plus défavorisées qui consomment le plus d'eau à domicile ;
- Il est difficile de connaître le nombre de plaintes et leur coût.

En outre, la tarification progressive en fonction de la composition du ménage pose certaines difficultés :

- La répartition du nombre de personnes par logement n'est pas renseignée sur la facture de l'immeuble (avec compteur commun) ;
- Les personnes non domiciliées et les étudiants en kot posent problème ;
- Les immeubles de kot ont souvent 0 domicilié ;
- Les clients résidentiels sont identifiés grâce à la domiciliation (les non résidentiels grâce au code NACE – Nomenclature générale des Activités économiques dans les Communautés Européennes).

Enfin, récolter les données de la composition des ménages n'est pas aisé :

- L'utilisation des données du Registre national prend environ 3 semaines car elle génère 10 à 15% de rejets (dus à des problèmes d'immeubles de coin, abréviations, etc.) ;
- Les données du Registre national sont reçues sur CD ROM, environ 10 jours après le 1^{er} janvier ;
- Il y a des corrections à opérer manuellement si les changements de composition de ménage ont lieu la semaine avant le 1^{er} janvier (de plus en plus de plaintes sont liées aux changements de composition de ménage en cours d'année).

1.4 Identification par des entités liées à la tarification progressive: CPAS et Infor GazElec

Le Centre Public d'Action Sociale assure la prestation d'un certain nombre de services sociaux et veille au bien-être de chaque citoyen. Infor GazElec est le centre d'information bruxellois en matière de gaz et d'électricité et défend le droit à l'accès à l'énergie. Ces deux organismes ont eux aussi été consultés afin d'envisager les risques de l'implémentation de la mesure. Les remarques suivantes ont été émises lors de ces rencontres.

Les conséquences de la tarification progressive ne seront pas uniquement bénéfiques :

- La mesure ne motivera pas les grands consommateurs à changer leurs habitudes ;
- La tarification progressive pourrait faire basculer certains consommateurs sous le statut de client protégé, ce qui accroîtrait le besoin en ressources du côté des CPAS (OPEX). Sans moyens supplémentaires, le risque est que les CPAS soient moins en mesure de mener des actions préventives suite à l'augmentation du besoin de mesures curatives ;
- Il y a un risque élevé que les ménages ne comprennent pas l'impact de la tarification progressive sur leur facture étant donné qu'ils ne comprennent pas toujours leur facture en général ni même leur installation électrique.

Par ailleurs, la connaissance de la composition de ménage grâce au Registre national entraîne des difficultés liées à certains types de ménages :

- Les personnes non inscrites au Registre national (illégaux) ;
- Les gardes alternées.

2. Classification des risques identifiés par les différents acteurs interrogés

Les ateliers de travail ont permis d'établir une liste de treize risques identifiés par rapport à la mise en place de la tarification progressive de l'électricité. Les acteurs les plus impactés par les différents risques sont mis en évidence (en couleurs dans la Figure 72).

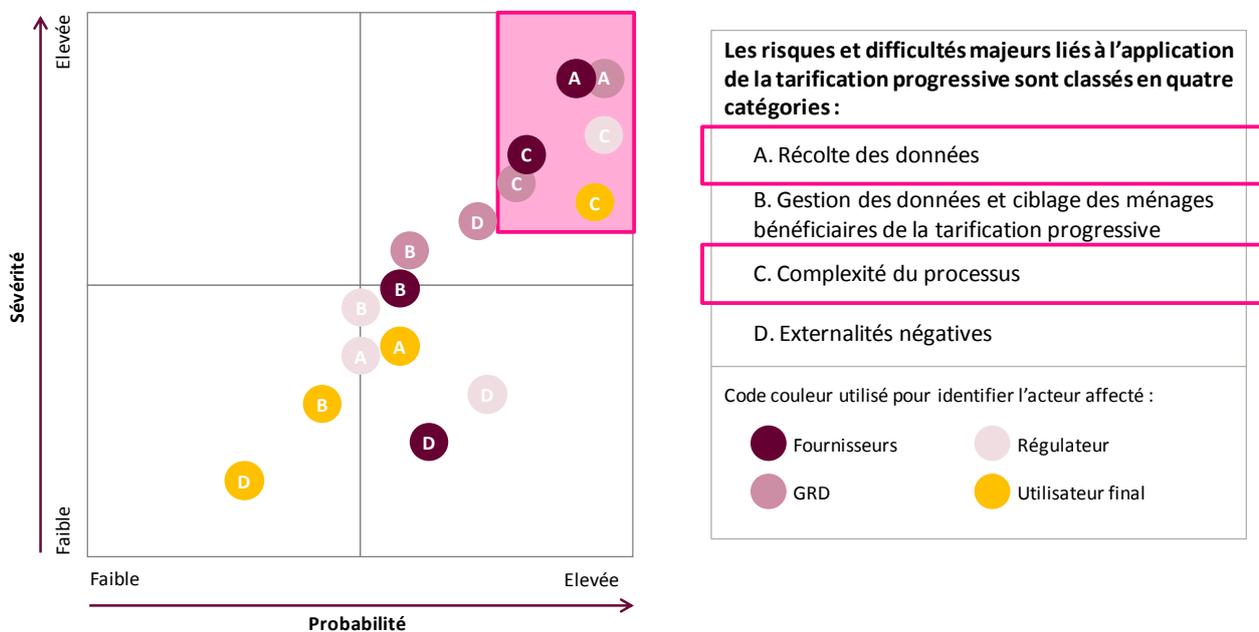
Figure 72 : Classification des risques et difficultés opérationnelles identifiées en quatre catégories

| | # | Risques et difficultés opérationnelles | Fournisseur | GRD | Régulateur | Client |
|---|----|--|-------------|-----|------------|--------|
| A. Récolte et traitement des données | 1 | Les données de la composition des ménages récoltées grâce à l'utilisation de l'adresse et du Registre national ne correspondent pas aux données du fournisseur pour la facturation | X | X | | |
| | 2 | Les données de composition de ménage sont reçues et traitées après le 1 ^{er} janvier | X | X | | X |
| | 3 | Le paramètre « composition des ménages » de la tarification progressive sera erroné en cas de changement durant l'année | X | X | | X |
| | 4 | Actuellement, communiquer et faire circuler les informations personnelles des consommateurs n'est pas autorisé par la Loi | X | X | X | X |
| B. Ciblage des ménages bénéficiaires de la tarification progressive | 5 | La composition des ménages n'est pas correctement reflétée dans le cas des ménages qui ont plusieurs EANS | X | X | | |
| | 6 | Certaines situations familiales seront soumises à une tarification progressive erronée étant donné l'impossibilité de prendre en compte leur composition de ménage réelle | X | X | X | X |
| | 7 | Le tarif progressif, par essence, désavantagera les clients à relève mensuelle par rapport aux clients à relève annuelle | X | X | X | X |
| | 8 | Certains foyers souffriront de la tarification progressive s'ils n'ont pas de compteur exclusif nuit | X | X | X | X |
| C. Complexité du processus | 9 | Les foyers pourraient ne pas comprendre l'impact de la tarification progressive sur leur facture d'électricité | X | X | X | X |
| | 10 | La récolte des besoins opérationnels pourrait ne pas être finalisée pour janvier 2016, date fixée par Sibelga pour que le système soit prêt en janvier 2018 | X | X | X | |
| D. Externalités négatives | 11 | Certains clients résidentiels pourraient s'inscrire en tant que professionnels à leur domicile si la tarification progressive ne s'avère pas avantageuse pour eux | X | X | X | X |
| | 12 | Davantage de personnes pourraient ne pas être capables de payer leur facture suite à l'instauration de la tarification progressive | X | X | X | X |
| | 13 | Le déploiement des tendances et innovations actuelles est limité par la tarification progressive | X | X | X | X |

SOURCE : Ateliers organisés avec les acteurs concernés et analyse de Sia Partners

Les deux catégories jugées les plus critiques sont la récolte des données et la complexité du processus (Figure 73) car ce sont des points clés, essentiels à la mise en place et au fonctionnement de la mesure.

Figure 73 : Classification des risques et difficultés opérationnelles en fonction de la sévérité et de la probabilité



SOURCE : Ateliers organisés avec les acteurs concernés et analyse de Sia Partners

3. Détails des risques identifiés et de leur niveau de criticité

Dans cette partie, chacun des treize risques identifiés est détaillé ainsi que des propositions de solutions pour y faire face. Les quatre catégories de risques sont présentées dans l'ordre évoqué ci-dessus.

3.1 Récolte et traitement de données

- 1 Les données de la composition des ménages récoltées grâce à l'utilisation de l'adresse et du Registre national ne correspondent pas aux données du fournisseur pour la facturation.

Criticité : moyenne

Description du risque :

- Dans la méthodologie fixée par Brugel, le Registre national doit fournir la composition du ménage d'une personne à partir de son nom et de son adresse ;
- Pour que ces données soient correctement utilisées pour la tarification progressive, il est donc nécessaire que toutes les personnes vivant dans une habitation à Bruxelles s'y domicilient (y compris les locataires, les koteurs, les diplomates, etc.) ;
- Le risque que l'adresse soit incorrecte, que toutes les personnes du ménage ne soient pas domiciliées, ou encore que l'adresse donnée par le fournisseur ne corresponde pas à l'EAN du ménage est élevé.

Solution envisagée :

Utiliser le numéro NISS pour obtenir la composition du ménage.

- Bénéfices :
 - Le NISS n'est pas lié à l'adresse de la personne signant le contrat ;
 - Les arrivées en cours d'année seront prises en compte si le signataire du contrat possède un NISS.
- Risques associés :
 - Certains signataires n'auront pas de NISS ou rentreront un NISS incorrect ;
 - Dans le cas où un NISS n'est pas introduit, il est difficile de différencier quelqu'un qui n'a réellement pas de NISS (qui devrait donc bénéficier du tarif par défaut) de quelqu'un qui en a un mais qui ne l'a pas rentré ;
 - Pour les contrats en cours, il sera nécessaire de récupérer les NISS de tous les signataires de contrat ;
 - Des plaintes peuvent émaner du fait qu'en l'absence de numéro de Registre national communiqué, la tarification est basée sur la composition du ménage « la moins avantageuse » ;

-
- La composition du ménage n'est visible dans le Registre national que si le NISS est celui du chef de ménage (pour les autres membres du ménage, seule la position dans le ménage et le NISS du chef de ménage sont listés). À noter que :
 - 48% des ménages sont des ménages de 1 personne ;
 - Le chef de ménage étant la personne de référence qui est habituellement en contact avec l'administration pour les affaires concernant le ménage, c'est généralement lui qui signe le contrat d'électricité ;
 - Note: Dans leur rapport de 2012 sur les kWh gratuits en Flandre, le VEA et la VREG observent un taux de matching correct (code EAN – composition familiale sur la base du Registre national) de 87% : 13% des ayants droit, soit 673.000 clients ne « bénéficient » donc pas de la mesure.
 - Note: Les estimations de Sibelga sont basées sur cette hypothèse. L'application de cette solution conditionne donc la validité de ces estimations.

2 Les données de composition de ménage sont reçues et traitées après le 1^{er} janvier.

Criticité : moyenne

Description du risque :

- Les données du Registre national sont a priori reçues sur CD ROM ;
- Il faut ensuite tenir compte du délai d'obtention et de traitement des données ;
- L'utilisation des données du Registre national prend environ 3 semaines car 10 à 15% de rejets sont générés en raison d'erreurs dans l'adresse d'immeubles de coin, d'abréviations, etc.).

Solution envisagée :

Figurer l'information « composition du ménage » au moins 3 mois avant le début de l'exercice, soit au plus tard au 1er octobre de l'année N-1.

- Bénéfice :
 - La Banque de données Carrefour a le temps de traiter et mettre à jour les données qu'elle doit envoyer à Sibelga au plus tard fin décembre ;
- Risques associés :
 - Tout changement de composition de ménage entre le 1er octobre et le 1er janvier n'est pas pris en compte, ce qui peut générer des plaintes ;
 - Les étrangers qui arrivent entre le 1er octobre de l'année N-1 et le 1er janvier de l'année N ne pourront pas prétendre à une composition de ménage « avantageuse » durant l'exercice N ;
 - Un client déménageant au sein de la Région entre le 1er octobre de l'année N-1 et le 31 décembre de l'année N doit pouvoir faire suivre sa composition de ménage au 1er octobre de l'année N-1 pour le calcul du grid fee à sa nouvelle adresse.
 - Note: Les estimations de Sibelga sont basées sur cette hypothèse. L'application de cette solution conditionne donc la validité de ces estimations.

3 Le paramètre « composition des ménages » de la tarification progressive sera erroné en cas de changement durant l'année.

Criticité : élevée

Description du risque :

- Le paramètre « composition des ménages » est figé le 1^{er} octobre de l'année N-1 ;
- Au cours d'une année, le nombre de ménages par fournisseur, ainsi que la taille des ménages, peut varier en fonction des :
 - Emménagements / Déménagements ;
 - Naissances / Décès ;
 - Mariages et Cohabitations légales / Divorces et Cessations de cohabitation légale ;
- L'ensemble des changements cités ci-dessus ne peuvent donc pas être pris en compte par les fournisseurs si la composition des ménages est figée annuellement. Il y aura systématiquement un décalage entre la composition de ménage importée du Registre national à une certaine date et prise en compte pour la facturation à une autre date et la composition de ménage réelle. Cela provoquera sans nul doute de nombreuses plaintes, voire des contestations juridiques auprès du fournisseur ;
- Le nombre de déménagements est élevé à Bruxelles : une moyenne annuelle de 63.000 mutations résidentielles est recensée pour le périmètre étudié (customer + combined switches de 14,7% en 2014):
 - La volatilité de ces données entraînera beaucoup de complexité, d'erreurs et/ou de frustrations auprès des clients
 - Une correction manuelle suite à chaque déménagement n'est pas envisageable
 - En guise de comparaison, le taux d'erreur en Flandre dépasse les 10% alors que la proportion de déménagements y est de 2 à 3 fois inférieure

Solution envisagée :

Mettre à jour les données plusieurs fois par an par la banque de données Carrefour

- Bénéfice :
 - Une photo figée plusieurs fois par an permettrait de réduire les erreurs liées aux changements en cours d'année
- Risques associés :
 - Le problème du délai et du temps de traitement des données est multiplié, de même que les coûts liés à ces opérations
 - Des tarifs rétroactifs pourraient être nécessaires étant donné la difficulté d'établir une période sur laquelle les anciens et les nouveaux tarifs seront appliqués

- Note: Les estimations de Sibelga sont basées sur cette hypothèse. L'application de cette solution conditionne donc la validité de ces estimations.

4 Actuellement, communiquer et faire circuler les informations personnelles des consommateurs n'est pas autorisé par la Loi.

Criticité : moyenne

Description du risque :

- Connaître la composition des ménages implique de pouvoir accéder à des informations privées des consommateurs ;
- Les informations privées du consommateur seront échangées entre la Banque Carrefour, le distributeur et le fournisseur ;
- Le distributeur doit pouvoir fournir des informations d'ordre privé aux fournisseurs en cas de questions des clients ;
- Actuellement, communiquer et faire circuler les informations personnelles des consommateurs n'est pas autorisé par la Loi ;
- Le statut d'un client s'il bénéficie ou non du TSS est une information supplémentaire que les fournisseurs devront donner à Sibelga ;

Solution envisagée :

Demander les droits d'accès au Registre national.

- Bénéfice :
 - Les données personnelles des consommateurs nécessaires à la tarification progressive peuvent être communiquées entre les différents acteurs du marché. Obtenir les droits d'accès est possible a priori étant donnée la délibération de la Commission Vie privée, relative à l'application du tarif progressif en Wallonie (04/06/2014). Celle-ci prévoit que les fournisseurs transmettent leur fichier (EAN + nom + adresse + NISS) au GRD qui les transmet à son tour au Registre national. Celui-ci identifie la composition de famille et transmet au GRD le couple (EAN, composition de famille, NISS) ;
- Risque associé :
 - Il est nécessaire d'obliger le fournisseur à communiquer les données privées. Pour cela, une modification de la Loi semble obligatoire, ce qui représente un processus lent et compliqué ;
 - Note: Les estimations de Sibelga sont basées sur cette hypothèse. L'application de cette solution conditionne donc la validité de ces estimations.

3.2 Ciblage des ménages

5 La composition des ménages n'est pas correctement reflétée dans le cas des ménages qui ont plusieurs EANs.

Criticité : faible

Description du risque :

- A Bruxelles, environ 1000 ménages ont plusieurs EANs :
 - Propriétaire de plusieurs établissements ;
 - Logements communs ;
 - Etc.
- Les ménages ayant plusieurs EANs devront conclure un contrat par EAN, avec a priori le même NISS. Les locataires ne contractant pas eux-mêmes le contrat d'électricité bénéficieront donc de la composition de ménage du propriétaire ;
- Ce point est d'autant plus important que le cas des locataires représente 60% de la population à Bruxelles.

Solution envisagée :

Autoriser qu'une personne utilise le NISS d'une autre personne lors de la signature d'un contrat :

- **Bénéfice**
 - Dans le cas des locations, cette solution permettrait au propriétaire de donner le NISS des locataires pour que leur propre composition de ménage soit prise en compte
- **Risques associés**
 - Permettre l'utilisation du NISS d'une autre personne entraîne un risque important d'abus (utiliser le NISS d'un ami dont la composition de ménage est plus avantageuse, par exemple)
 - L'utilisation abusive de NISS d'autrui générera d'autres plaintes chez le fournisseur

6 Certaines situations familiales seront soumises à une tarification progressive erronée étant donné l'impossibilité de prendre en compte leur composition de ménage réelle.

Criticité : moyenne

Description du risque :

Trois catégories de situation familiale pouvant amener à une tarification progressive erronée peuvent être différenciées (Figure 74):

Figure 74 : Risque 6 - catégories de foyers non-standards

| Catégorie de foyer non standard | Nombre approximatif à Bruxelles | Risque associé |
|---------------------------------|---------------------------------|--|
| Illégaux | 2.000 | Les personnes illégales n'ont pas de NISS sauf s'ils sont déclarés réfugiés ou s'ils ont demandé la reconnaissance de la qualité de réfugié |
| Koteurs | 35.000 kots | Généralement, c'est le propriétaire qui signe le contrat d'électricité. C'est donc la composition du foyer du propriétaire qui serait utilisée pour élaborer la facture d'électricité du kot |
| Garde alternée | 5.000/an | En cas de garde alternée, un des deux parents uniquement peut bénéficier d'une plus grande composition de foyer |

SOURCE : Ligue des familles, SPF Economie, Brussels Studie, European Parliament et analyse de Sia Partners

Note : le personnel diplomatique dispose d'un NISS et sera donc correctement pris en compte dans la tarification progressive.

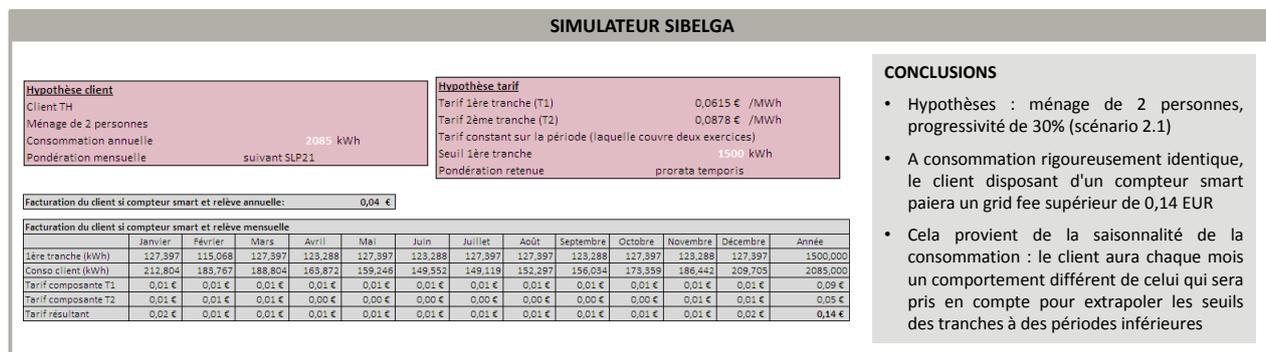
7 Le tarif progressif, par essence, désavantagera les clients à relève mensuelle par rapport aux clients à relève annuelle.

Criticité : faible

Description du risque :

- La majorité des clients résidentiels et des petits clients professionnels ont des compteurs annuels ;
- La tarification progressive vient au moment où la directive efficacité énergétique (DEE) vise à sensibiliser les clients beaucoup plus fréquemment sur leur consommation, notamment via la facture qui en découle (signaux prix). Dans ce contexte et en pratique, là où des compteurs intelligents seront placés (notamment à la demande des clients), la relève et la facturation du grid fee au fournisseur d'énergie sera réalisée mensuellement (orientation du MIG 6).

Figure 75 : Risque 7 - simulateur Sibelga



SOURCE : Sibelga

- Les relevés mensuels proviennent généralement des compteurs prévus pour le smart grid (Figure 75).

Solution envisagée :

Ne pas autoriser les relevés plus fines qu'annuelles.

- Bénéfice :
 - La discrimination entre relève annuelle et relève: mensuelle est évitée ;
- Risques associés :
 - Une telle interdiction doit avoir un fondement légal : modifier ou créer une loi est un processus excessivement compliqué au regard de la petite minorité de ménages concernés ;
 - Les compteurs mensuels sont nécessaires pour la mise en place du smart grid, qui est une tendance en plein développement (cf. risque n° 13).

8 Certains foyers souffriront de la tarification progressive s'ils n'ont pas de compteur exclusif nuit

Criticité : faible

Description du risque :

- Les compteurs « exclusifs nuit » ne seront pas pris en compte dans le volume d'électricité consommée par ménage
- Les foyers qui se chauffent à l'électricité sans avoir de compteur exclusif nuit seront donc très désavantagés par la tarification progressive
- Inversement, les foyers qui ne se chauffent pas à l'électricité mais qui ont un compteur exclusif nuit seront avantagés dans la tarification progressive

Solution envisagée :

Autoriser les foyers à déclarer leur moyen de chauffage

- **Bénéfice**
 - Les foyers qui se chauffent au chauffage électrique pourront être distingués
- **Risque associé**
 - Pour que ces données soient fiables, il faudrait vérifier les déclarations de chaque ménage
 - Note 1: ce coût n'est pas intégré dans les estimations du coût d'implémentation et d'opération de la mesure
 - Note 2: exclure les ménages se chauffant à l'électrique mais disposant d'un compteur standard ou bi-horaire pourrait affecter l'équilibre calculé au Lot 1

3.3 Complexité du système

9 De nombreux foyers ne comprendront pas l'impact de la tarification progressive sur leur facture d'électricité.

Criticité : élevée

Description du risque :

- La tarification progressive ne sera pas appliquée sur toute la facture mais uniquement sur les tarifs variables des coûts de distribution (et non sur le prix du transport ou de l'énergie elle-même) ;
- La progressivité ne portera donc que sur environ 38 % de la facture finale ;
- La tarification progressive pourrait dès lors ne générer que des variations modestes sur la facture, faiblement perceptibles pour les particuliers. L'impact final, à la fois socio-économique et environnemental, ne sera pas celui escompté car l'effet du tarif progressif sera limité, étant noyé dans une facture beaucoup plus large et complexe à lire ;
- Les incompréhensions du système, de son impact et de la facture généreront beaucoup de demandes et de plaintes.

Solutions envisagées :

1. Mener une campagne de communication avant l'application de la tarification progressive pour réduire le risque de plaintes.
 - Bénéfice :
 - Une campagne de sensibilisation améliorerait la compréhension de la tarification progressive par les ménages et leur lecture de la facture d'électricité. Cela réduirait notablement les coûts de gestion de plaintes une fois la tarification progressive mise en place ;
 - Risque associé :
 - Les coûts liés à une campagne de communication ne sont actuellement pas prévus dans les analyses de l'efficacité du système ;
2. Obliger le fournisseur à communiquer davantage d'informations sur la facture
 - Bénéfice :
 - Si le fournisseur est obligé de détailler l'impact de la tarification progressive sur la facture, cela facilitera la compréhension du système ;
 - Risque associé :
 - Obliger le fournisseur à communiquer davantage d'informations nécessite une modification des accords de protection des consommateurs. Le processus nécessaire pour cela est lent et complexe ;
 - Adapter la facture engendrera un certain coût pour le fournisseur.

10 La récolte des besoins opérationnels pourrait ne pas être finalisée pour janvier 2016, date fixée par Sibelga pour que le système soit prêt en janvier 2018.

Criticité : élevée

Description du risque :

- Cette limite temporelle est nécessaire pour la mise en place du MIG :
 - Les flux d'échanges d'information entre les différents acteurs du marché sont représentés par des modèles « MIG » ;
 - Le 1^{er} janvier 2018, le MIG 6.0, qui décrit les interactions entre les systèmes des fournisseurs et le CMS, sera mis en service ;
- Difficultés de planning :
 - D'ici janvier 2016, le régulateur devra donc établir toutes les spécifications de la tarification progressive, ce qui représente un laps de temps assez court, d'autant plus qu'un délai de plusieurs semaines est nécessaire pour qu'une modification de la méthodologie tarifaire soit approuvée ;
 - L'implémentation SI et la formation des acteurs liés à la tarification progressive doivent être finalisées et stables d'ici deux ans ;
 - Pour que la tarification progressive soit appliquée dès janvier 2018, il faudrait que les destinataires soient informés des nouvelles conditions de fourniture d'électricité au moins un an avant, afin de diminuer les plaintes liées à l'incompréhension des changements.

3.4 Externalités négatives

11 Certains clients résidentiels s'inscriront en tant que professionnels à leur domicile si la tarification progressive ne s'avère pas avantageuse pour eux

Criticité : moyenne

Description du risque :

- Les données « résidentiels » et « professionnels » dans le registre d'accès sont introduites par le fournisseur et les règles d'appartenance à l'une ou l'autre catégorie ne sont pas transparentes pour le GRD:
 - Les clients résidentiels sont identifiés grâce à la domiciliation ;
 - Les clients non résidentiels sont identifiés grâce au code NACE ;
- Pour les professionnels, les dépenses en électricité peuvent être très variables d'une activité économique à une autre ;
- Il y a un risque que certains résidentiels s'inscrivent en tant que professionnels à leur domicile si la tarification progressive ne s'avère pas avantageuse pour eux :
 - Le risque est élevé en raison de la hausse de la TVA de 6 à 21% pour les particuliers (actuellement, l'attribution d'un tarif professionnel n'est pas obligatoirement liée à l'émission d'une facture avec TVA) ;
 - Par ailleurs, le contact entre client et fournisseur se limite le plus souvent à des échanges par email ou téléphone, ce qui limite les possibilités de contrôle de la part du fournisseur ;
- Les clients professionnels mixtes ne seront pas traités comme les autres clients pour la partie « privée » de leur consommation, créant ainsi une discrimination ;
- Donnée de la CWaPE : Pour les petits indépendants disposant d'un seul compteur pour leur logement et leur activité professionnelle, le tarif appliqué est celui des clients résidentiels. Ils pourront demander le placement d'un compteur pour comptabiliser séparément leur consommation professionnelle ;
- Ce risque souligne également un aspect discriminatoire puisque seuls ceux qui en auront la possibilité pourront échapper au système, laissant vraisemblablement un plus grand poids sur les épaules des ménages plus modestes ;
- Ce risque est d'autant plus élevé que la mesure est financée en grande partie par les gros consommateurs. L'équilibre sera donc difficile à maintenir si ceux-ci parviennent à sortir du périmètre de la mesure.

Solution envisagée :

Inclure les petits professionnels à habitation à usage mixte.

- Bénéfice :
 - En prenant en compte les professionnels mixtes, le risque que les résidentiels passent en statut professionnel est fortement diminué ;

- Risque associé :
 - Cela pourrait pénaliser l'économie car majoritairement, les petits professionnels payeront pour les autres s'ils sont inclus dans le système de tarification progressive.

12 Davantage de personnes pourraient ne pas être capables de payer leur facture suite à l'instauration de la tarification progressive

Criticité : élevée

Description du risque :

- Comme le montre le lot 1, la mise en place d'un nouveau système de tarification peut être fortement ressentie par des ménages à faible revenu et gros consommateurs d'électricité (cf. Focus sur les ménages du quartile 1 ayant une consommation supérieure au 80ème percentile) :
 - Ces ménages représentent 5% des ménages bruxellois ;
 - L'impact de la tarification progressive (progressivité moyenne, 30%) sur la facture annuelle totale d'un ménage à risque varie entre 6 et 12% ;
 - Les ménages de 5 personnes et plus sont les plus touchés en raison de leur consommation moyenne plus élevée ;
- La tarification progressive pourrait faire basculer certains consommateurs sous le statut de client protégé, ce qui accroîtrait le besoin en ressources du côté des CPAS :
 - Les clients protégés sont les foyers considérés comme les plus vulnérables ;
 - Le tarif social auquel les clients protégés ont droit correspond au tarif commercial le plus bas relevé sur le marché belge de l'électricité ;
- Les clients protégés ne sont pas assurés de bénéficier d'un tarif moindre par rapport à la tarification progressive :
 - Si le client protégé consomme moins que le point neutre de la tranche à laquelle il appartient dans la tarification progressive, le tarif social pourrait être moins avantageux que le tarif octroyé par la tarification progressive.

Solutions envisagées :

1. Appliquer certaine(s) mesure(s) proposée(s) par CPAS.
 - Bénéfice :
 - Mener des actions préventives pourrait entraîner une diminution des actions curatives ;
 - Risque associé :
 - Chaque action complémentaire listée engendre un certain coût qui n'est actuellement pas pris en compte.
2. Redéfinir le tarif social.
 - Bénéfice :
 - Le tarif social pourrait être défini de façon à ce qu'il soit toujours avantageux par rapport à n'importe quel autre tarif ;
 - Risque associé :

- Une redéfinition d'un tarif engendre des coûts qui ne sont actuellement pas pris en compte.

Des mesures complémentaires avaient également été suggérées lors de l'atelier avec le CPAS :

Figure 76 : Mesures complémentaires suggérées lors de l'atelier avec le CPAS

| Mesures complémentaires suggérées lors de l'atelier |
|---|
| Amélioration du suivi de l'installation de compteurs individuels dans les logements, nécessaire pour une application équitable de la mesure |
| Amélioration du contrôle de la conformité des logements afin que les locataires puissent maîtriser leur consommation d'électricité |
| Extension et amélioration de l'accompagnement et du suivi des consommateurs précarisés afin qu'ils apprennent à diminuer activement leur consommation |
| Instauration de primes dédiées aux locataires précarisés, concernant des équipements qui leur appartiennent (réfrigérateur, machine à laver, etc.) |
| Extension du système du Tarif Social Spécifique afin d'assister les ménages précarisés dont la consommation est élevée |
| Subventions pour la médiation de dettes |

SOURCE : Atelier avec le CPAS, Sia Partners

13 Le déploiement des tendances et innovations actuelles est limité par la tarification progressive*Criticité : moyenne***Description du risque :**

- La tarification progressive s'oppose à la mise en place d'une tarification tenant compte de la flexibilité nécessaire aux énergies renouvelables :
 - L'accroissement progressif de la part de la consommation d'électricité qui sera assurée par de l'énergie verte non programmable implique de devoir disposer à terme d'un système tarifaire dynamique liant le prix de l'électricité à la disponibilité de l'électricité verte (tarif à plage multiple, tarif dynamique) ;
 - La mise en œuvre d'un tarif progressif est techniquement totalement incompatible avec cette forme de tarification nouvelle. L'introduction d'un tarif progressif serait donc une mesure transitoire et qui de surcroît freinerait l'adoption de tarifs plus efficaces ;
- Les développements liés au marché de l'électricité ne vont pas de pair avec la tarification progressive: smart metering, véhicules électriques, pompes à chaleur, etc. :
 - Les smart meters seront relevés mensuellement. Or, le tarif progressif désavantagera les clients à relève mensuelle. Dans la mesure où l'implémentation du smart metering sera réalisée par étapes, les clients passant au smart meter seront désavantagés par rapport aux clients qui n'en seront pas encore équipés ;
- La tendance actuelle est de favoriser le télétravail, qui engendre une consommation d'électricité plus élevée et donc plus de coûts suite à la mise en application de la tarification progressive.

4. Comparaison du modèle de Brugel à d'autres systèmes de tarification progressive

La comparaison du modèle proposé par Brugel à d'autres systèmes de tarification progressive (Figure 77) permet d'identifier que le risque le plus critique reste le même quel que soit le modèle de tarification progressive considéré : obtenir des données fiables qui représentent la situation en temps réel.

Figure 77 : Comparaison du modèle de Brugel à d'autres systèmes de tarification progressive

| | | ENTITE | Catégorie de risque | | | |
|---------|---|--------------------|--|---|---|---|
| | | | A. Récolte et traitement des données | B. Ciblage des ménages bénéficiaires de la tarification progressive | C. Complexité du processus | D. Externalités négatives |
| Modèles | Tarif unitaire variable en fonction de la composition du ménage | BRUXELLES (Brugel) | Complexité due à l'utilisation du numéro de Registre national | Clients résidentiels hormis : <ul style="list-style-type: none"> les clients protégés les compteurs exclusifs nuit | Complexité due à l'entrée d'un acteur supplémentaire dans le système de communication (la Banque Carrefour) | |
| | Tranches de consommation offertes en fonction de la composition du ménage | FLANDRE (VREG) | Obtention de la composition des ménages via la domiciliation: 13% des ménages ne bénéficient pas de la mesure pour cause d'erreur dans la correspondance des données recueillies | Toute famille dont l'habitation était la résidence principale au 1 ^{er} janvier de l'année en cours | Processus facile mais suscitant énormément de plaintes dues à des déménagements en cours d'année | Objectifs sociaux et environnementaux attendus non atteints |
| | | WALLONIE (CWaPE) | Complexité pour obtenir la composition des ménages, leur éventuel statut de client protégé, l'utilisation de pompes à chaleur, etc. | Clients résidentiels hormis : <ul style="list-style-type: none"> les clients protégés les ménages ayant une pompe à chaleur | Complexité due au fait que les informations des ménages doivent être figées avant l'implémentation et ne plus changer durant l'année de mise en opération | Nécessité d'appliquer des tarifs rétroactifs dans le cas des ménages arrivant ou changeant de composition durant l'année de mise en opération |
| | 100% variable (suppression de la partie "abonnement") | / | | Pas de prise en compte de la composition de ménage | Complexité due à la modification totale de la définition des coûts variables | Nécessité de trouver une réponse à la question : comment et où répercuter les coûts fixes supprimés de la facture |

SOURCE : Analyse de le Sia Partners

IV. Bibliographie

A insérer.

V. Annexes

A. Annexes relatives au Lot n°1

1. Annexe 1 – Traitement des ménages de taille zéro

La méthodologie arrêtée par Brugel prévoit d'appliquer aux ménages de taille zéro la même progressivité que pour les ménages de taille 1. Cette décision implique d'identifier ces ménages de taille zéro. La première piste suivie consiste à identifier un éventuel excédent d'EANs par rapport au nombre de ménages. La seconde concerne le personnel diplomatique, en supposant qu'il ne soit pas possible d'obtenir la composition de leurs ménages.

1.1 Comparaison du nombre d'EANs et du nombre de ménages

Le nombre d'EANs fournis dans les données Sibelga est inférieur au nombre de ménages fourni par le SPF Economie :

- 540.440 ménages en Région bruxelloise ;
- 484.620 EANs.

Certains immeubles ont donc un compteur commun pour plusieurs ménages. Ces données ne permettent donc pas d'identifier les ménages de taille 0.

1.2 Identification du personnel diplomatique

Entre 40.000 et 45.000 personnes étrangères liées aux institutions européennes et internationales résident en Région bruxelloise. Cependant la Banque Carrefour de la Sécurité Sociale attribue un numéro de registre national à une large part de la population :

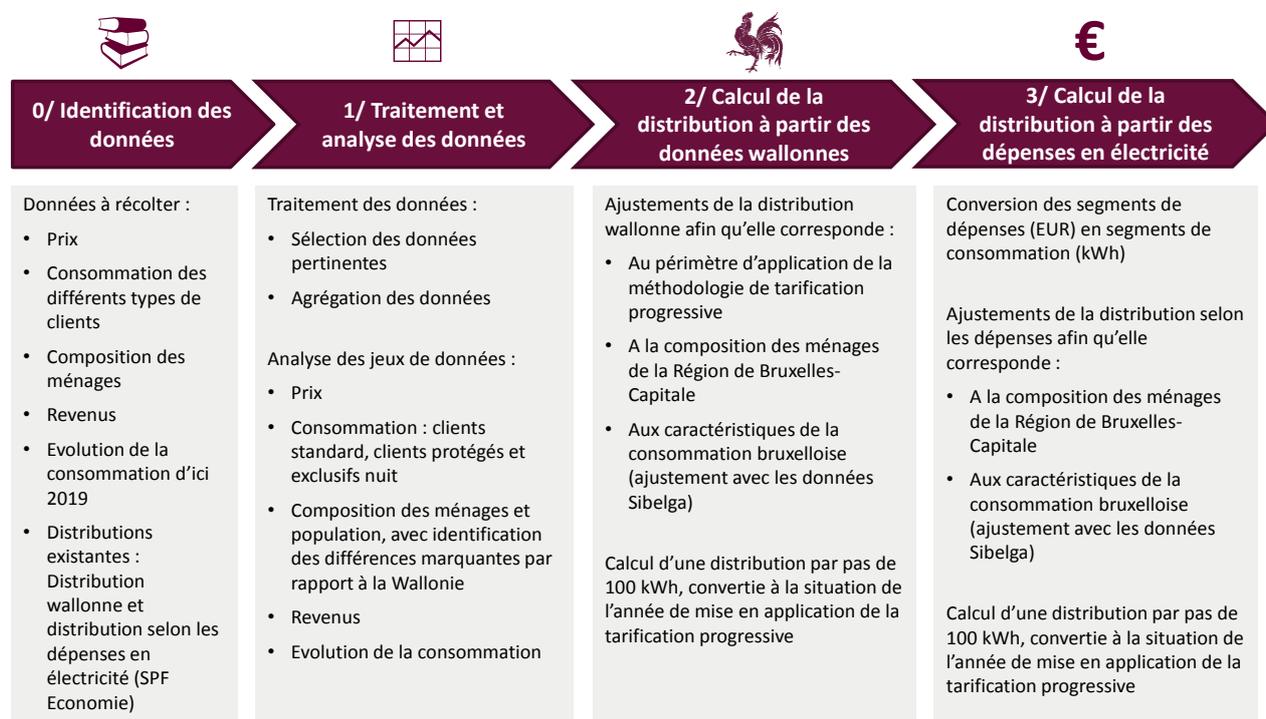
*« Le numéro de registre national ou NISS est un numéro d'identification unique attribué à toutes les personnes physiques inscrites dans les registres de la population et des étrangers qui sont tenus par les communes, **les registres tenus par les missions diplomatiques** et les postes consulaires à l'étranger et les registres d'attente tenus par les communes où sont inscrits les étrangers qui se déclarent réfugiés ou qui demandent la reconnaissance de la qualité de réfugié. »*

En basant la tarification progressive sur les numéros de registre national (indépendamment de l'adresse du consommateur), les personnes étrangères peuvent être incluses dans le système.

2. Annexe 2 – Méthodologie de calcul des distributions croisées

Cette annexe décrit de manière détaillée la méthodologie utilisée pour le calcul des distributions croisées. Il s'agit d'un processus en 4 étapes (de 0 à 3) comprenant elles-mêmes plusieurs phases. Le schéma ci-dessous vise à donner une vision globale et résumée de cette méthodologie, dont le contenu est couvert avec précision par la suite.

Figure 78 : Résumé de la méthodologie de calcul des distributions croisées



| ETAPE | Description | Objectif |
|-----------------|---|---|
| Etape 0/ | Identification des données | |
| Etape 0.1/ | Identification des données tarifaires | Obtenir des données de prix permettant d'étudier la dégressivité des tarifs actuels et de convertir des dépenses en consommation |
| Etape 0.2/ | Identification des données de consommation | Obtenir les données nécessaires à l'étude de la distribution de la consommation |
| Etape 0.3/ | Identification des données de composition des ménages | Obtenir les données nécessaires à la création des tranches de la tarification progressive |
| Etape 0.4/ | Identification des données de revenus | Obtenir les données nécessaires à l'évaluation de la situation budgétaire des ménages bruxellois et à l'estimation de l'impact de la tarification progressive |
| Etape 0.5/ | Identification des données sur l'évolution de la consommation | Obtenir les données nécessaires au calcul de la consommation lors de l'entrée en vigueur de la tarification progressive et à l'estimation de son impact |
| Etape 0.6/ | Identification des distributions existantes | Obtenir des distributions de consommation adaptables à la Région de Bruxelles-Capitale |
| Etape 1/ | Traitement et analyse des données | |
| Etape 1.1/ | Analyse des prix de l'électricité en 2012 et 2015 | Mettre en évidence la dégressivité des tarifs ; obtenir les prix par segment afin de convertir les dépenses d'électricité en consommation ; obtenir une base de comparaison pour le système de tarification progressive |
| Etape 1.2/ | Agrégation et analyse des données de consommation | Traiter les données pour qu'elles servent de base à la création de la distribution de la consommation pour la Région de Bruxelles-Capitale et pour analyser les consommations incluses et exclues |
| Etape 1.3/ | Agrégation et analyse des données de composition des ménages | Traiter les données pour qu'elles servent de base à la création des tranches du système de tarification progressive ; étudier les spécificités de la population bruxelloise afin d'y adapter le modèle de tarification progressive ; comparer ces spécificités à celles de la Région wallonne |
| Etape 1.4/ | Analyse de l'évolution de la consommation | Etudier l'évolution de la consommation afin d'utiliser des données adaptées à l'année d'entrée en vigueur de la tarification progressive dans le modèle |

| ETAPE | Description | Objectif |
|-----------------|---|---|
| Etape 2/ | Calcul de la distribution en fonction des consommations à partir des données wallonnes | |
| Etape 2.1/ | Ajustement des données de distribution wallonnes au périmètre d'application de la tarification progressive | Adapter les données wallonnes au périmètre défini en supprimant la part des clients protégés et en redéfinissant les catégories de ménages |
| Etape 2.2/ | Ajustement de la distribution à la composition des ménages bruxellois | Obtenir une distribution représentative de la taille des ménages bruxellois |
| Etape 2.3/ | Ajustement de la distribution en fonction des caractéristiques de consommation de la Région de Bruxelles-Capitale | Obtenir une distribution correspondant aux données de consommation fournies par Sibelga |
| Etape 2.4/ | Ajustement manuel de la distribution | Obtenir une distribution cohérente (sans valeurs négatives) |
| Etape 2.5/ | Conversion de la distribution à l'année de mise en application de la tarification progressive | Obtenir des données de consommation tenant compte des évolutions des prochaines années afin de calculer avec précision l'impact de la tarification progressive |
| Etape 2.6/ | Calcul de la distribution par pas de 100 kWh au moyen d'une loi log-normale | Détailler la distribution par pas de 100 kWh afin d'obtenir une répartition de la consommation totale (kWh) et du nombre d'EANs selon le segment de consommation et la taille du ménage |
| Etape 3/ | Calcul de la distribution en fonction des consommations à partir des données de dépenses en électricité (SPF Economie) | |
| Etape 3.1/ | Conversion des segments de dépenses en segments de consommation | Obtenir une distribution des ménages selon la consommation afin de pouvoir l'inclure dans le modèle de tarification progressive |
| Etape 3.2/ | Conversion de la distribution à l'année de mise en application de la tarification progressive | Obtenir des données de consommation tenant compte des évolutions des prochaines années afin de calculer avec précision l'impact de la tarification progressive |
| Etape 3.3/ | Calcul de la distribution par pas de 100 kWh au moyen d'une loi log-normale | Détailler la distribution par pas de 100 kWh afin d'obtenir une répartition de la consommation totale (kWh) et du nombre d'EANs selon le segment de consommation et la taille du ménage |

2.1 Étape 0 : Collecte des données

Étape 0.1 : Identification des données tarifaires

Les données issues du simulateur de Brugel fournissent les prix de l'électricité en 2012 et 2013 selon :

- Le profil de consommation (Da, Db, Dc, Dd, De) ;
- Le fournisseur ;
- Le produit.

Le prix y est en outre décomposé selon ses différentes composantes.

Objectif : Obtenir des données de prix permettant d'étudier la dégressivité des tarifs actuels et de convertir des dépenses en consommation.

Étape 0.2 : Identification des données de consommation

Les données de Sibelga fournissent, pour l'année 2014 :

- Le nombre d'EANs
- La somme des consommations annuelles en kWh
- La moyenne des consommations annuelles en kWh

Elles sont segmentées par :

- Type de compteur : HI, LO, HI-LO, TH et total ;
- Code postal ;
- Segment de consommation annuelle: pas de 100 kWh ;
- Type de client : résidentiels « standard », clients protégés, compteurs exclusifs nuit.

Objectif : Obtenir les données nécessaires à l'étude de la distribution de la consommation.

Étape 0.3 : Identification des données de composition des ménages

Les données du SPF Economie (Direction Générale Statistique) fournissent, au 01/01/2014, le nombre de ménages privés :

- Par commune et pour la Région entière ;
- Par taille de ménage (1 personne – homme ou femme ; 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 ou plus personnes).

Objectif : Obtenir les données nécessaires à la création des tranches de la tarification progressive.

Étape 0.4 : Identification des données de revenus

Les données de l'Enquête sur le Budget des Ménages 2012 fournissent :

- Les quartiles de revenu réel ;
- Le revenu réel moyen par quartile ;
- Les dépenses moyennes en électricité par quartile de revenu réel ;
- La distribution des ménages selon leurs dépenses et leur quartile de revenu réel ;
- La distribution des ménages selon leur quartile de revenu réel et leur taille.

Objectif : Obtenir les données nécessaires à l'évaluation de la situation budgétaire des ménages bruxellois et à l'estimation de l'impact de la tarification progressive.

Étape 0.5 : Identification des données sur l'évolution de la consommation

Les estimations de Sibelga concernent les consommations totales (compteurs standards et bi-horaires confondus) et l'ensemble des EANs. D'ici 2019, elles prévoient :

- Une croissance du nombre d'EANs de 0,2% par an ;
- Une réduction de la consommation de 1,98% par an.

Ces variations sont appliquées de manière uniforme et homogène sur les données de 2014. Il est à noter que l'infeed a diminué de 4% en 2014 mais l'hypothèse adoptée au niveau de la proposition tarifaire d'électricité table sur une réduction structurelle de 1,41% des consommations. Les hypothèses de croissance prises ci-dessus sont donc cohérentes avec celles du secteur.

Objectif : Obtenir les données nécessaires au calcul de la consommation lors de l'entrée en vigueur de la tarification progressive et à l'estimation de son impact.

Étape 0.6 : Identification des distributions existantes

Sia Partners dispose de la distribution de la consommation d'électricité selon la taille des ménages en Région wallonne en 2013. Les données comprennent les coefficients de distribution de la consommation par :

- Taille de ménage (1; 2-3; 4; 5-6; 7 ou plus; TSS) : les clients protégés (TSS) sont compris dans l'analyse ;
- Profil de consommation électrique (Da, Db, Dc, Dd, De) : le profil Dc est subdivisé en 5 sous-profils de 500 kWh.

Les données de l'Enquête sur le Budget des Ménages de 2012, fournies par le SPF Economie (Direction Générale Statistique), comprennent les coefficients de distribution des dépenses annuelles en électricité par :

- Taille de ménage (1; 2-3; 4; 5 ou plus) ;
- Segment de dépenses (0-200; 200-400; 400-600; 600-800; 800-100; 1.000-1.600; plus de 1.600).

Ces données de dépenses sont basées sur un échantillon de 723 ménages.

Objectif : Obtenir des distributions de consommation adaptables à la Région de Bruxelles-Capitale.

2.2 Étape 1 : Traitement et analyse des données

1. Analyse des prix de l'électricité en 2012 et 2015

Objectif : Mettre en évidence la dégressivité des prix et obtenir une base de comparaison pour le modèle

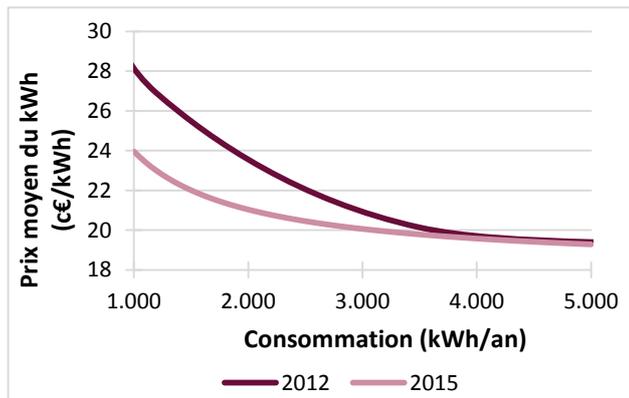
Opérations effectuées :

- a. Sélection de la date de référence et des fournisseurs les plus importants ;
- b. Calcul du prix moyen des composantes fixes et variables par fournisseur et pour le marché complet ;
- c. Calcul du prix moyen par tranche de consommation et mise en évidence de la dégressivité des tarifs.

Hypothèses posées :

- Pour l'année 2012, les données tarifaires du 15 juin 2012 sont sélectionnées. Pour 2015, les données de juillet 2015 sont incluses (1) ;
- Les fournisseurs sélectionnés représentent 86,3% (2012) et 94,7% (2015) du marché, ce qui est jugé représentatif des tarifs (1) ;
- Les différents produits d'un fournisseur sont supposés distribués de manière équitable dans son portefeuille (2).

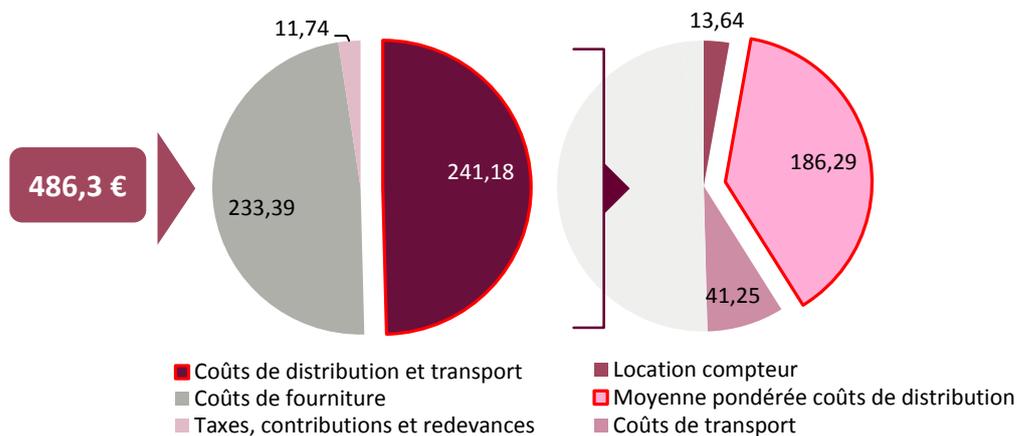
Figure 79 : Prix moyen de l'électricité en fonction de la consommation (2012 et 2015)



Ce graphe présente un zoom sur les consommations comprises entre 1.000 et 5.000 kWh

SOURCES : Brugel, Electrabel, Lampiris, EDF Luminus et analyse de Sia Partners

Figure 80 : Décomposition de la facture d'un consommateur moyen en 2015



Environ 38% de la facture seront impactés par la tarification progressive

SOURCES : Brugel, Electrabel, Lampiris, EDF Luminus et analyse de Sia Partners

2. Agrégation et analyse des données de consommation

Objectif : Dégager une vue sur la distribution des profils de consommation des clients inclus et exclus

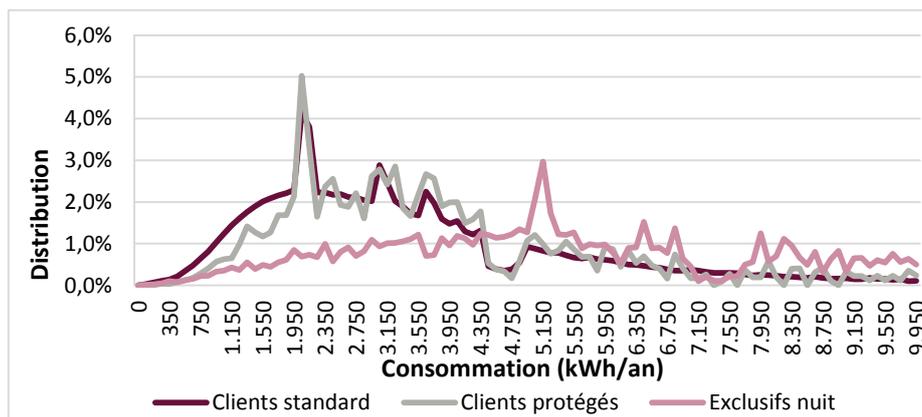
Opérations effectuées :

- Agrégation des données par commune en données globales pour la RBC ;
- Analyse de la répartition par segment de consommation (Eurostat) pour chaque type de client.

Hypothèse posée :

- Les segments agrégés sont définis de façon à ce qu'ils regroupent des segments complets de 100 kWh, et ils ne correspondent donc pas exactement aux segments classiquement définis comme Da-

Figure 81 : Répartition de la consommation d'électricité selon le type de clients



SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

Figure 82 : Récapitulatif des consommations d'électricité incluses dans le modèle (2014)

| Segments (kWh/an) | Nbr EANs | Somme kWh/an | Moyenne kWh/an |
|-------------------|----------------|----------------------|----------------|
| [0 – 1.000] | 81.281 | 41.078.086 | 558 |
| [1.001 – 2.500] | 223.819 | 353.089.881 | 1.742 |
| [2.501 – 5.000] | 135.634 | 412.417.565 | 3.359 |
| [2.501 – 3.000] | 44.848 | 111.210.212 | 2.739 |
| [3.001 – 3.500] | 40.009 | 116.586.526 | 3.219 |
| [3.501 – 4.000] | 28.200 | 95.211.634 | 3.729 |
| [4.001 – 4.500] | 16.239 | 61.885.480 | 4.209 |
| [4.501 – 5.000] | 6.338 | 27.523.713 | 4.797 |
| [5.001 – 10.000] | 32.963 | 192.423.429 | 6.448 |
| [10.001 - [| 4.610 | 62.976.517 | 15.089 |
| Total RBC | 478.307 | 1.061.985.477 | 2.452 |

SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

Db-Dc-Dd-De. Un biais est introduit mais supposé marginal (2).

Résultats obtenus :

- La consommation des clients protégés est globalement distribuée de la même manière que celle des clients standards ;
- La part de leur consommation située entre 0 et 2.000 kWh est cependant plus faible : en effet, c'est parce que leur facture énergétique est relativement élevée que les clients bénéficient de ce statut de client protégé ;

- La consommation moyenne annuelle des clients protégés est donc plus élevée que celle des clients standards ;
- La consommation des compteurs exclusifs nuit est plus uniformément répartie ;
- Les données de Sibelga fournissent les consommations pour les clients protégés régionaux : ils sont au nombre de 2.836 et consomment en moyenne 20% de plus que les clients non protégés ;
- Les compteurs exclusifs nuit présentent une consommation moyenne beaucoup plus élevée (+64%) que les compteurs standards: cela s'explique par l'usage spécifique de ce type de compteurs (chauffage à accumulation) ;
- Parmi les clients non protégés, les ménages disposant d'un compteur bi-horaire consomment en moyenne 58% de plus que les ménages disposant d'un compteur standard : les compteurs bi-horaires sont rentables au-delà d'une certaine consommation (amortissement des coûts fixes plus élevés) et ne se retrouvent donc pas chez les clients qui consomment peu.

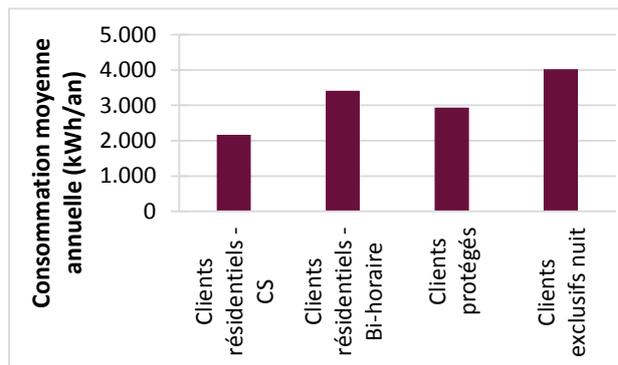
Figure 83: Récapitulatif des consommations d'électricité des clients protégés régionaux et exclusifs nuit (2014)

| Clients protégés (régionaux) | | | | Compteurs exclusifs nuit | | | |
|------------------------------|--------------|------------------|--------------|--------------------------|--------------|-------------------|--------------|
| Segments (kWh) | Nbr EANs | Somme kWh | Moyenne kWh | Segments (kWh) | Nbr EANs | Somme kWh | Moyenne kWh |
| [0 - 1.000] | 171 | 96.348 | 563 | [0 - 1.000] | 666 | 139.621 | 210 |
| [1.001 - 2.500] | 1.224 | 2.150.364 | 1.757 | [1.001 - 2.500] | 713 | 1.185.272 | 1.662 |
| [2.501 - 5.000] | 1.120 | 3.709.747 | 3.312 | [2.501 - 5.000] | 985 | 3.553.639 | 3.608 |
| [2.501 - 3.000] | 323 | 848.327 | 2.626 | [2.501 - 3.000] | 201 | 533.750 | 2.655 |
| [3.001 - 3.500] | 333 | 1.044.399 | 3.136 | [3.001 - 3.500] | 228 | 716.958 | 3.145 |
| [3.501 - 4.000] | 250 | 913.582 | 3.654 | [3.501 - 4.000] | 188 | 683.479 | 3.636 |
| [4.001 - 4.500] | 178 | 736.718 | 4.139 | [4.001 - 4.500] | 185 | 768.316 | 4.153 |
| [4.501 - 5.000] | 36 | 166.721 | 4.631 | [4.501 - 5.000] | 183 | 851.136 | 4.651 |
| [5.001 - 10.000] | 280 | 1.773.080 | 6.332 | [5.001 - 10.000] | 874 | 5.774.050 | 6.606 |
| [10.001 - [| 41 | 609.280 | 14.860 | [10.001 - [| 239 | 3.350.272 | 14.018 |
| Total RBC | 2.836 | 8.338.819 | 2.940 | Total RBC | 3.477 | 14.002.854 | 4.027 |

SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

Figure 84: Consommations moyennes et médianes selon le type de client

| Type de clients | Consommation moyenne (kWh/an) | Segment médian (kWh/an) |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| Clients résidentiels non protégés | 2.452 | 3.001-3.100 |
| • Compteurs standards | 2.164 | 2.601-2.700 |
| • Compteurs bi-horaires | 3.412 | 4.001-4.100 |
| Clients protégés | 2.940 | 3.401-3.500 |
| Exclusifs nuit | 4.027 | 5.901-6.000 |



SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

Objectif : Définir les tranches du modèle et tenir compte des spécificités de la population bruxelloise

3. Agrégation et analyse des données de composition des ménages

Opérations effectuées :

1. Agrégation des données ;
2. Calcul du pourcentage de clients protégés et exclusifs nuit ;
3. Calcul du nombre de ménages inclus ;
4. Calcul de la taille moyenne du ménage bruxellois ;
5. Calcul de la distribution de la population selon la taille du ménage ;
6. Comparaison de la consommation moyenne, de la taille des ménages et de l'âge de la population avec la Région wallonne.

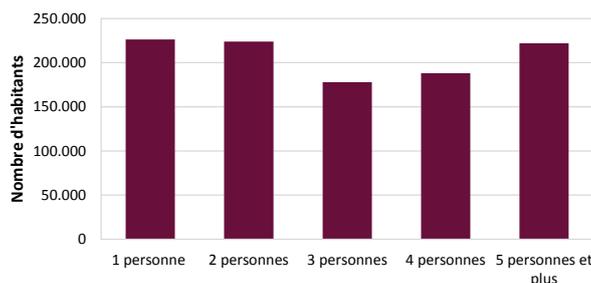
Hypothèses posées :

- Les données liées aux communes peuvent être associées aux codes postaux (1) ;
- La part de clients protégés et exclusifs nuit dans le nombre d'EANs est identique à la part des clients protégés dans le nombre de ménages (3) ;
- La consommation moyenne par EAN correspond à la consommation moyenne par ménage (6).

Résultats obtenus :

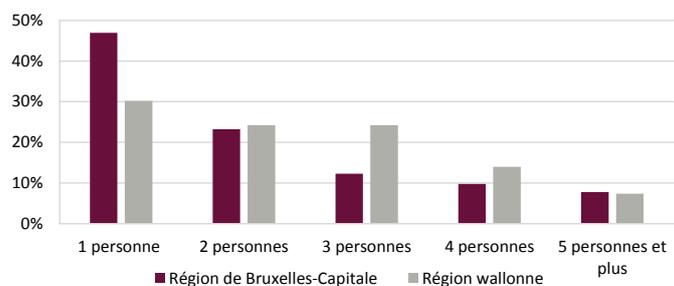
- Les 482.248 ménages inclus dans le modèle ont une taille moyenne de 2,15, et les ménages de 1 personne sont majoritaires (47%) ;
- La taille du ménage wallon est plus élevée, ce qui explique des différences de comportement de consommation entre les 2 régions ;
- En termes de population, les habitants de la RBC sont répartis de manière équitable entre les ménages de 1, 2 et >5 personnes, mais ils sont moins nombreux à appartenir à des ménages de 3 ou 4 personnes.

Figure 85 : Répartition de la population selon la taille du ménage en RBC (2014)



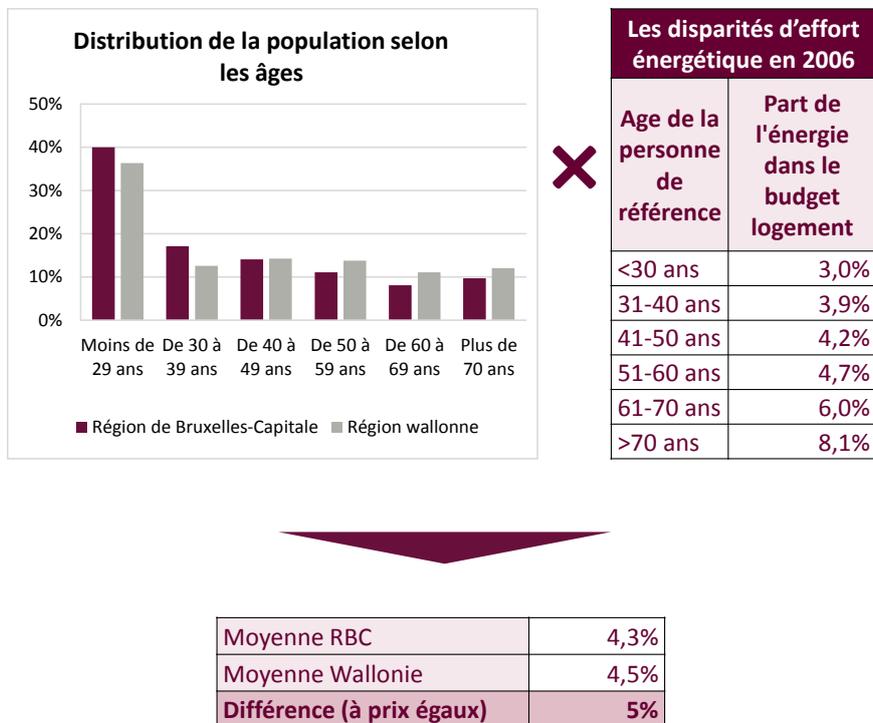
SOURCES : SPF Economie et analyse de Sia Partners

Figure 86 : Répartition des ménages selon leur taille en RBC et en Wallonie (2014)



SOURCES : SPF Economie et analyse de Sia Partners

Figure 87 : Influence de la pyramide des âges sur la consommation d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne



SOURCES : Statbel, Insee et analyse de Sia Partners

Objectif : Appliquer le modèle à des données adaptées à l'année d'entrée en vigueur de la tarification progressive

4. Analyse de l'évolution de la consommation

Opérations effectuées :

1. Calcul de l'évolution de la consommation et du nombre d'EANs par rapport à 2014, à partir des estimations fournies par Sibelga ;
2. Détail de la consommation en 2017, 2018 et 2019 par tranche de consommation.

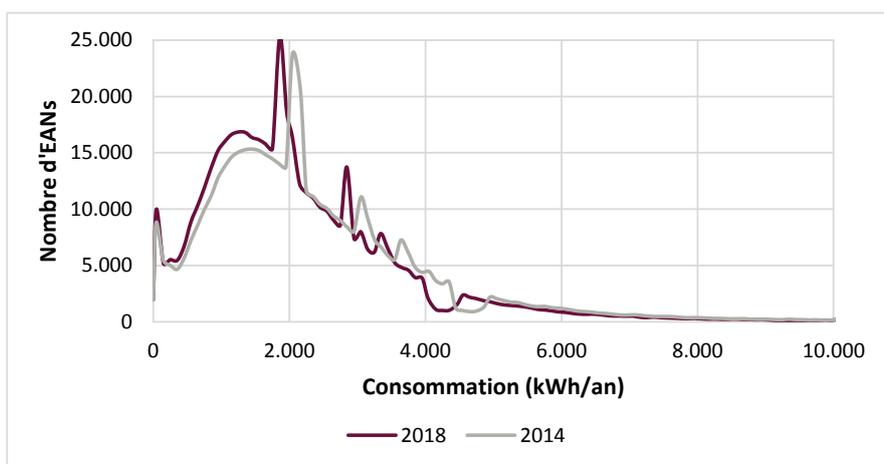
Hypothèses posées :

- D'ici 2019, Sibelga prévoit :
 - Une croissance du nombre d'EANs de 0,2% par an (1) ;
 - Une réduction de la consommation de 1,98% par an (1) ;
- La réduction de consommation est uniforme et homogène sur les EANs (2) ;
- Les nouveaux EANs se répartissent de manière uniforme sur les tranches de consommation (2).

Résultats obtenus :

- Puisque les distributions sont supposées identiques de 2014 à 2019, les courbes de distribution des ménages selon leur consommation présentent la même allure mais sont légèrement décalées (Figure 88) ;
- La consommation moyenne diminue chaque année étant donné que la baisse de la consommation

Figure 88 : Distribution des ménages selon leur consommation en 2014 et 2018



SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

Figure 89 : Evolution du nombre d'EANs et de la consommation inclus dans le périmètre de l'étude

| | 2014 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|---------------|---------------|-------------|-------------|
| Nombre d'EANs | 432.439 | 435.652 | 436.523 | 437.401 |
| Consommation totale (kWh/an) | 1.061.985.477 | 1.000.151.478 | 980.348.479 | 960.987.754 |
| Consommation moyenne par ménage (kWh/an) | 2.452 | 2.296 | 2.246 | 2.197 |

SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

est supérieure à la croissance du nombre d'EANs.

2.3 Étape 2 : Calcul de la distribution à partir des données wallonnes

Objectif : Obtenir une distribution croisée de la consommation et de la taille de ménage

Opérations effectuées :

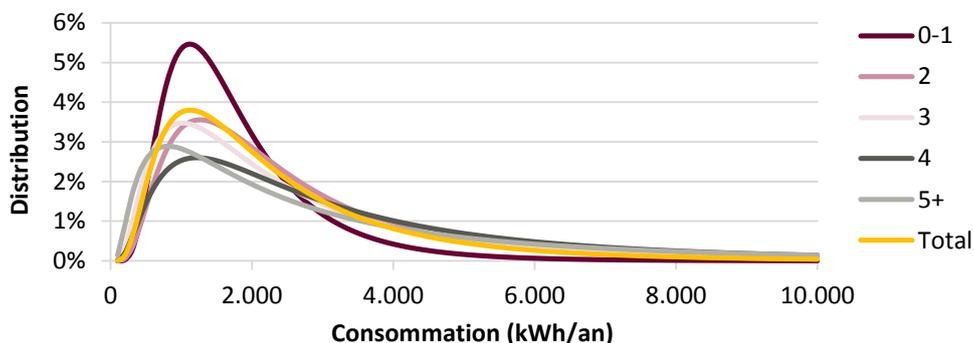
1. Ajustement des données de distribution wallonnes au périmètre d'application de la tarification progressive par soustraction des clients protégés ;

2. Ajustement de la distribution à la composition des ménages bruxellois ;
3. Ajustement de la distribution en fonction des caractéristiques de consommation de la Région de Bruxelles-Capitale (données Sibelga) ;
4. Ajustement manuel de la distribution afin d'assurer la cohérence des données ;
5. Conversion de la distribution à l'année de mise en œuvre de la tarification progressive par adaptation du nombre total d'EANs et de la consommation d'électricité totale ;
6. Calcul de la distribution par pas de 100 kWh au moyen d'une loi log -normale, permettant de :
 - Calculer le nombre de ménages par tranche de 100 kWh, avec une distinction entre les ménages disposant d'un compteur standard et ceux disposant d'un compteur bi-horaire ;
 - Calculer la consommation par tranche de 100 kWh en distinguant celle des compteurs standards et celle des compteurs bi-horaires en heures pleines et creuses (réallocation de la consommation totale d'un compteur bi-horaire dans un segment de consommation heures pleine et dans un segment heures creuses, selon une loi log-normale).

Hypothèses posées :

- La tranche de 2 à 3 personnes par ménage est divisée selon la composition des segments dans les données du SPF Economie, tandis que la distribution de la consommation est identique dans la tranche 2 et la tranche 3 (1) ;
- La distribution des tailles de ménages doit correspondre à celle des données du SPF Economie (2 et 3) ;
- La distribution de la consommation doit correspondre à celle des données Sibelga. Les classes Dd et De sont supposées équivalentes aux classes de la distribution Sibelga (3) ;
- Les coefficients sont ajustés afin de tenir compte des caractéristiques bruxelloises (par ex. : consommation plus faible en raison d'un âge moyen plus jeune) (3) ;
- La répartition des points par tranche de consommation répond à une loi log-normale pour chaque profil (6).

Figure 90 : Calage des distributions selon une loi log-normale



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Résultats obtenus :

- Le tableau ci-contre (Figure 91) présente la répartition des ménages (en %) dans les différents segments de consommation (kWh) et selon les différentes tailles de ménage (de 0 à 5 et plus) ;
- Les différents ajustements opérés sur la distribution wallonne de base permettent d'obtenir une distribution correspondant à la Région de Bruxelles-Capitale, c'est-à-dire tant aux données de consommation de Sibelga et qu'aux données de composition de ménage du SPF Economie ;
- Le graphique de comparaison avec la distribution wallonne (Figure 92) montre les effets des opérations effectuées :
 - Le pic se situe autour de 2.000 kWh/an et la queue de la distribution est moins lourde ;
 - Ce sont les ménages de petite taille (47% de ménages d'1 personne) qui influencent ce résultat

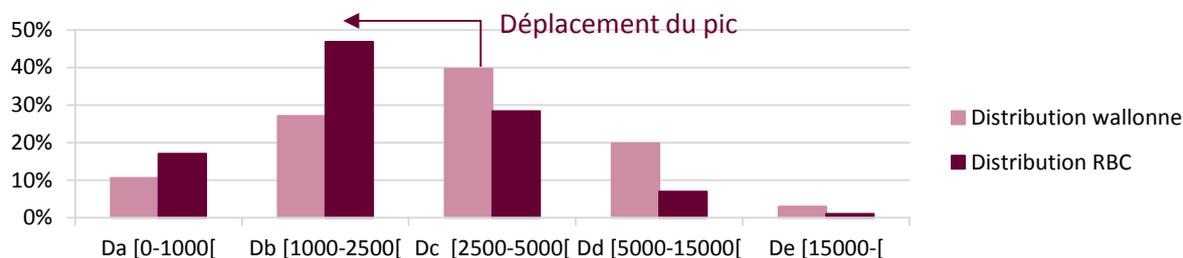
Figure 91 : Distribution obtenue par segment Eurostat

| Personnes composant le ménage % | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5 et plus |
|---|--------------------------|-------|-------|-------|------|-----------|
| Profils de consommation électrique | Distributions (%) | 47,0% | 23,2% | 12,3% | 9,8% | 7,8% |
| Da [0-1.000[| 17,0% | 9,4% | 2,9% | 2,1% | 1,2% | 1,5% |
| Db [1.000-2.500[| 46,8% | 28,5% | 9,5% | 4,5% | 2,6% | 1,7% |
| Dc [2.500-5.000[| 28,4% | 9,1% | 9,0% | 4,8% | 3,5% | 2,0% |
| <i>Dc [2.500-3.000[</i> | 9,4% | 4,4% | 2,3% | 1,2% | 0,7% | 0,7% |
| <i>Dc [3.000-3.500[</i> | 8,4% | 2,8% | 3,2% | 1,3% | 0,9% | 0,1% |
| <i>Dc [3.500-4.000[</i> | 5,9% | 1,8% | 2,1% | 1,1% | 0,6% | 0,4% |
| <i>Dc [4.000-4.500[</i> | 3,4% | 0,0% | 1,4% | 0,8% | 0,5% | 0,7% |
| <i>Dc [4.500-5.000[</i> | 1,3% | 0,0% | 0,0% | 0,4% | 0,9% | 0,0% |
| Dd [5.000-15.000[| 6,9% | 0,0% | 1,7% | 0,8% | 2,1% | 2,3% |
| De [15.000-[| 1,0% | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

tat car leur consommation est en moyenne plus faible.

Figure 92 : Comparaison des distributions wallonne et bruxelloise

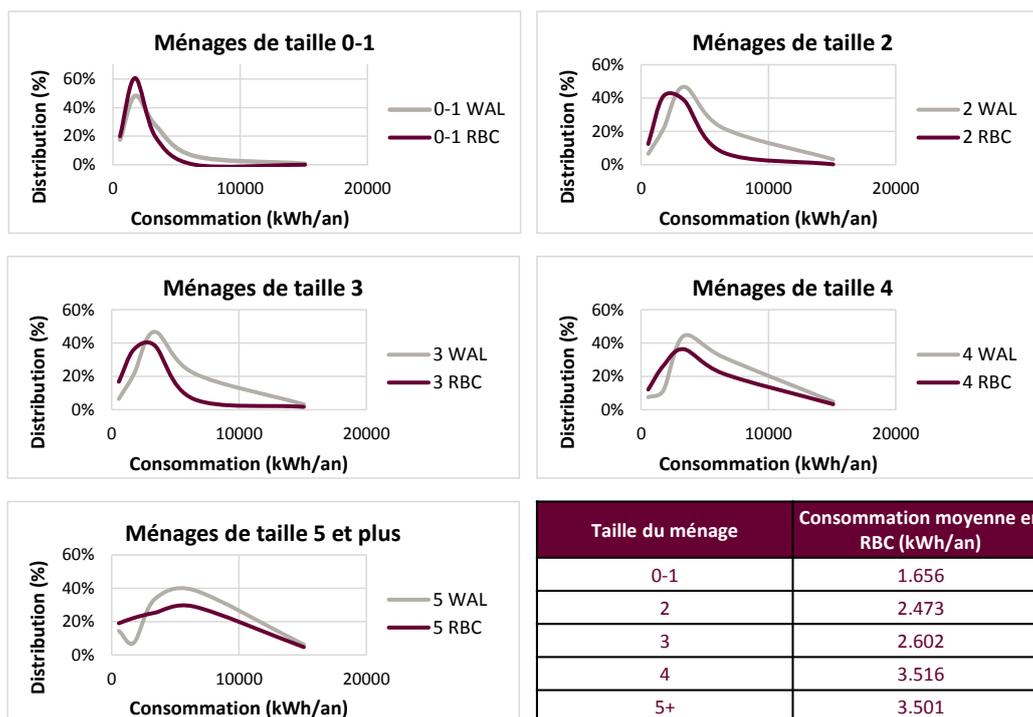


SOURCE : Analyse de Sia Partners

Comparaison des distributions Wallonie et RBC selon la taille des ménages

- Les graphes de la Figure 93 permettent de constater les différences de composition de ménages et leur influence sur la distribution de la consommation ;
- En effet, la consommation moyenne annuelle d'électricité est logiquement plus élevée dans les ménages de plus grande taille ;
- Ceci explique en partie la différence importante entre la consommation moyenne de la RBC et celle de la Région wallonne :
 - kWh/an en Région de Bruxelles-Capitale ;
 - kWh/an en Région wallonne ;
- La distribution est également répartie de manière plus homogène : la courbe 5+ est plus plate que la

Figure 93: Comparaison des distributions Wallonie et Région de Bruxelles-Capitale selon la taille des ménages



SOURCES : Sibelga et analyse de Sia Partners

courbe 0-1.

2.4 Étape 3 : Calcul de la distribution à partir des dépenses en électricité

Objectif : Obtenir une distribution croisée de la consommation et de la taille de ménage

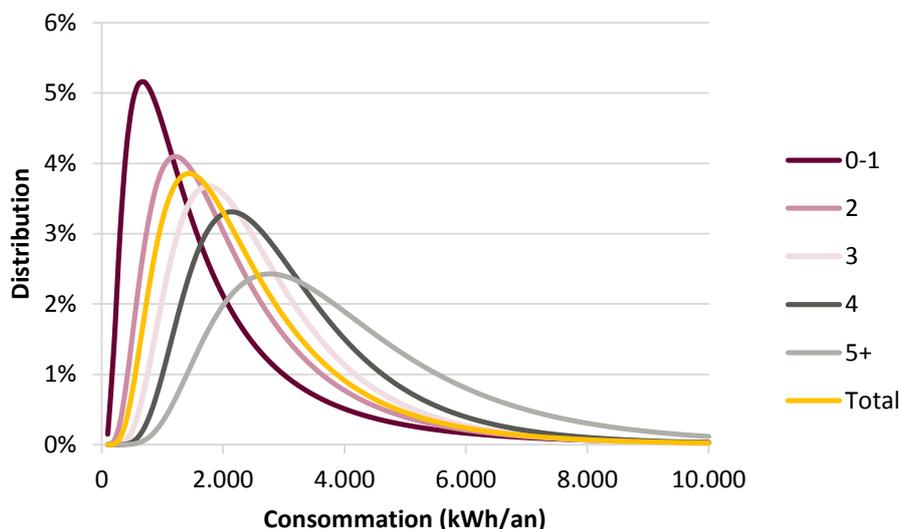
Opérations effectuées :

1. Conversion des segments de dépenses en segments de consommation au moyen des données tarifaires de l'année 2012 (prix par segment) ;
2. Conversion de la distribution à l'année de mise en œuvre de la tarification progressive par adaptation du nombre total d'EANs et de la consommation d'électricité totale ;
3. Calcul de la distribution par pas de 100 kWh au moyen d'une loi log-normale, permettant de :
 - 3.1 Calculer le nombre de ménages par tranche de 100 kWh, avec une distinction entre les ménages disposant d'un compteur standard et ceux disposant d'un compteur bi-horaire ;
 - 3.2 Calculer la consommation par tranche de 100 kWh en distinguant celle des compteurs standards et celle des compteurs bi-horaires en heures pleines et creuses (réallocation de la consommation totale d'un compteur bi-horaire dans un segment de consommation heures pleine et dans un segment heures creuses, selon une loi log-normale).

Hypothèses posées :

- Les prix de segments de consommation [5001-10.000] et [10001-] sont supposés équivalents à ceux des

Figure 94: Calage des distributions selon une loi log-normale



SOURCE : Analyse de Sia Partners

segments Dd [5.000-15.000[et De [15.000-[respectivement (3) .

Résultats obtenus :

- La distribution de la consommation d'électricité varie selon la composition du ménage : le pic se décale vers des valeurs plus élevées et sa hauteur diminue lorsque la taille du ménage augmente ;

Figure 95: Distribution obtenue

| Personnes composant le ménage % | | 0-1 | 2 | 3 | 4 | 5 et plus |
|------------------------------------|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----------|
| Profils de consommation électrique | Distributions (%) | 47% | 23% | 12% | 10% | 8% |
| Da [0-1.000[| 23% | 18% | 4% | 1% | 0% | 0% |
| Db [1.000-2.500[| 42% | 19% | 12% | 6% | 4% | 2% |
| Dc [2.500-5.000[| 26% | 8% | 6% | 4% | 4% | 4% |
| [2.500-3.000[| 9% | 3% | 2% | 2% | 1% | 1% |
| [3.000-3.500[| 7% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [3.500-4.000[| 5% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [4.000-4.500[| 4% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| [4.500-5.000[| 3% | 1% | 1% | 0% | 0% | 1% |
| Dd [5.000-15.000[| 8% | 3% | 2% | 1% | 1% | 2% |
| De [15.000-[| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

SOURCE : Analyse de Sia Partners

- Le décalage des pics de chaque distribution est bien marqué dans ce cas-ci.

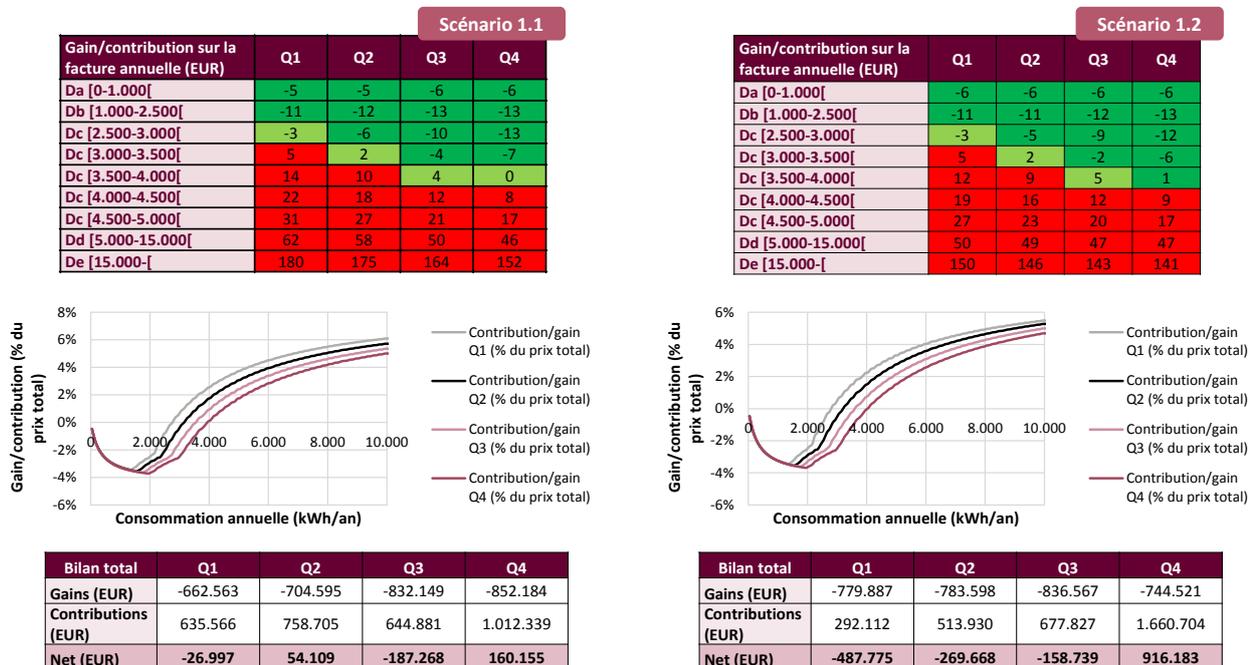
3. Annexe 3 – Analyse de la pertinence d'un scénario à 5 tranches

La méthodologie arrêtée par Brugel laissait le choix entre la création d'un système à 3 ou 5 tranches. Divers facteurs contribuent à expliquer le choix d'un scénario à 3 tranches :

- Gain considérable en termes de lisibilité et de simplicité ;
- Minimisation du risque d'erreur de calcul ;
- Association plus aisée des tranches avec des concepts de consommation (base ; confort ; luxe) ;
- Progressivité suffisante avec 3 tranches.

4. Annexe 4 – Effet de redistribution : analyse des trois scénarios

Figure 97 : Effet de redistribution - Scénario 1



SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 96 : Effet de redistribution - Scénario 2

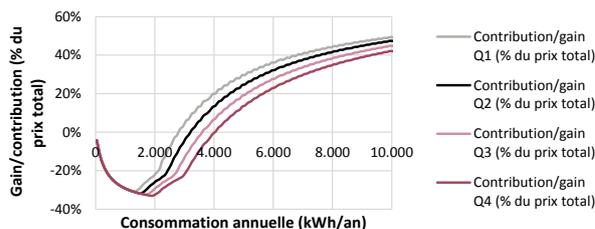
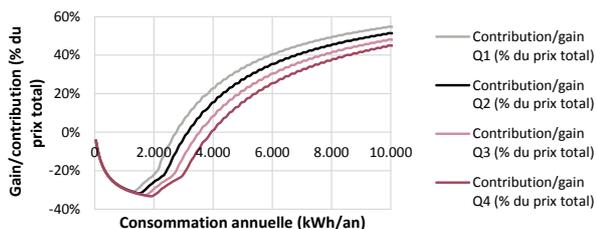


SOURCE : Analyse de Sia Partners

Figure 98 : Effet de redistribution - Scénario 3

| Scénario 3.1 | | | | |
|---|------|------|------|------|
| Gain/contribution sur la facture annuelle (EUR) | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
| Da [0-1.000[| -46 | -48 | -51 | -55 |
| Db [1.000-2.500[| -99 | -104 | -113 | -120 |
| Dc [2.500-3.000[| -29 | -55 | -93 | -116 |
| Dc [3.000-3.500[| 47 | 14 | -35 | -67 |
| Dc [3.500-4.000[| 124 | 89 | 36 | 2 |
| Dc [4.000-4.500[| 202 | 165 | 112 | 76 |
| Dc [4.500-5.000[| 280 | 243 | 188 | 151 |
| Dd [5.000-15.000[| 557 | 518 | 447 | 414 |
| De [15.000-] | 1616 | 1575 | 1475 | 1370 |

| Scénario 3.2 | | | | |
|---|------|------|------|------|
| Gain/contribution sur la facture annuelle (EUR) | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
| Da [0-1.000[| -54 | -55 | -52 | -54 |
| Db [1.000-2.500[| -98 | -101 | -108 | -115 |
| Dc [2.500-3.000[| -28 | -47 | -80 | -105 |
| Dc [3.000-3.500[| 41 | 17 | -22 | -53 |
| Dc [3.500-4.000[| 107 | 80 | 42 | 12 |
| Dc [4.000-4.500[| 173 | 145 | 109 | 81 |
| Dc [4.500-5.000[| 240 | 211 | 177 | 150 |
| Dd [5.000-15.000[| 449 | 442 | 425 | 427 |
| De [15.000-] | 1346 | 1313 | 1291 | 1270 |



| Bilan total | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| Gains (EUR) | -5.963.066 | -6.341.358 | -7.489.345 | -7.669.654 |
| Contributions (EUR) | 5.720.096 | 6.828.342 | 5.803.933 | 9.111.052 |
| Net (EUR) | -242.970 | 486.984 | -1.685.412 | 1.441.398 |

| Bilan total | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| Gains (EUR) | -7.018.985 | -7.052.384 | -7.529.099 | -6.700.689 |
| Contributions (EUR) | 2.629.010 | 4.625.368 | 6.100.447 | 14.946.332 |
| Net (EUR) | -4.389.975 | -2.427.016 | -1.428.652 | 8.245.643 |

SOURCE : Analyse de Sia Partners