

# Task Force Implementation of Strategic Reserve

November 29, 2018

# Meeting Agenda

- ❑ Adequacy Study 2018
- ❑ Functioning Rules Winter 2019/20
- ❑ Procedure for Constitution 2019
- ❑ AOB



# Adequacy Study 2018

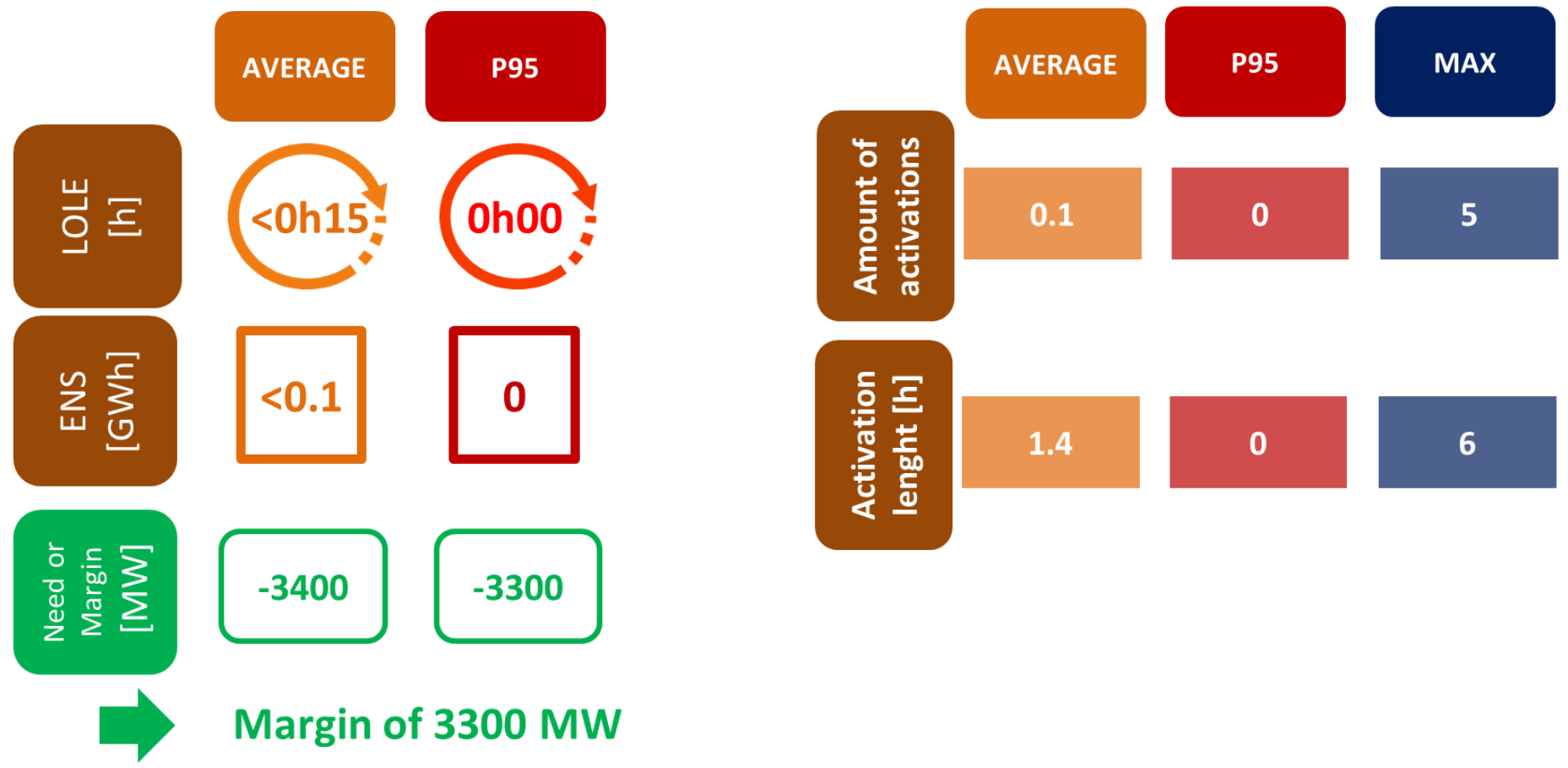
---

# Base case results

# A margin of **3300 MW** is identified in the base case for winter 2019-20

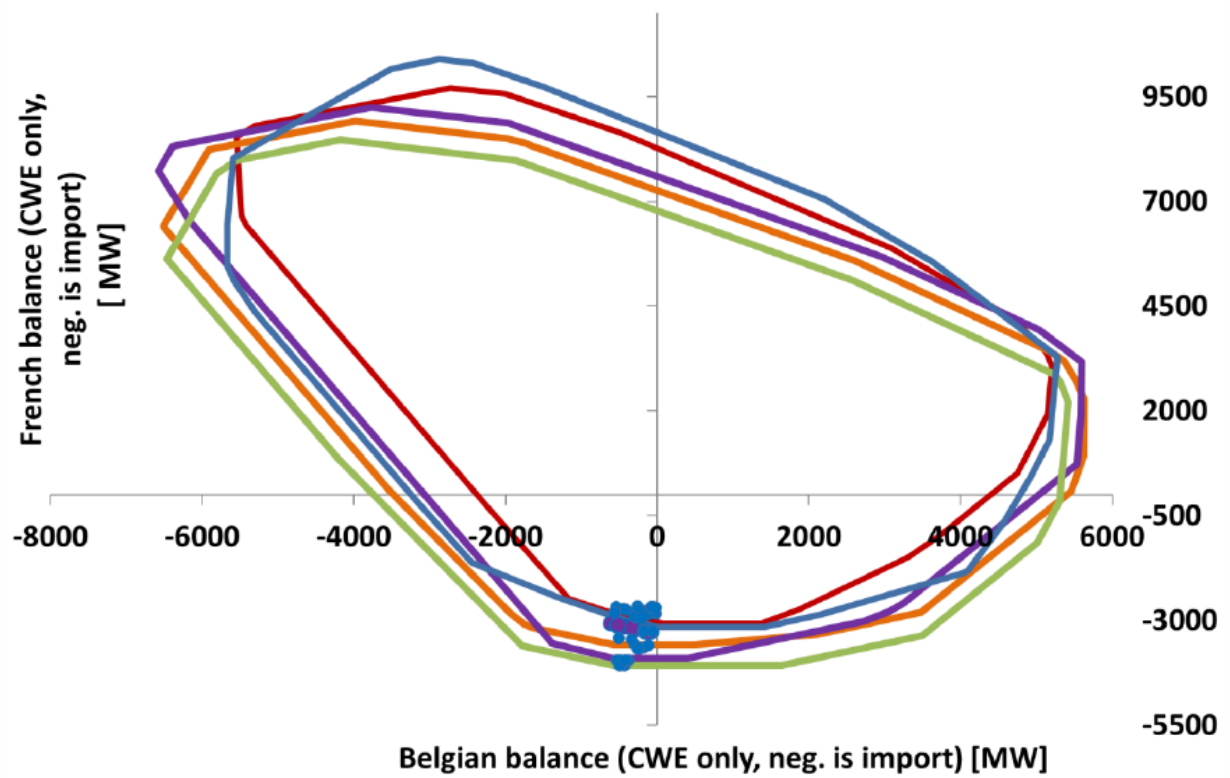


winter 2019-20 Base case

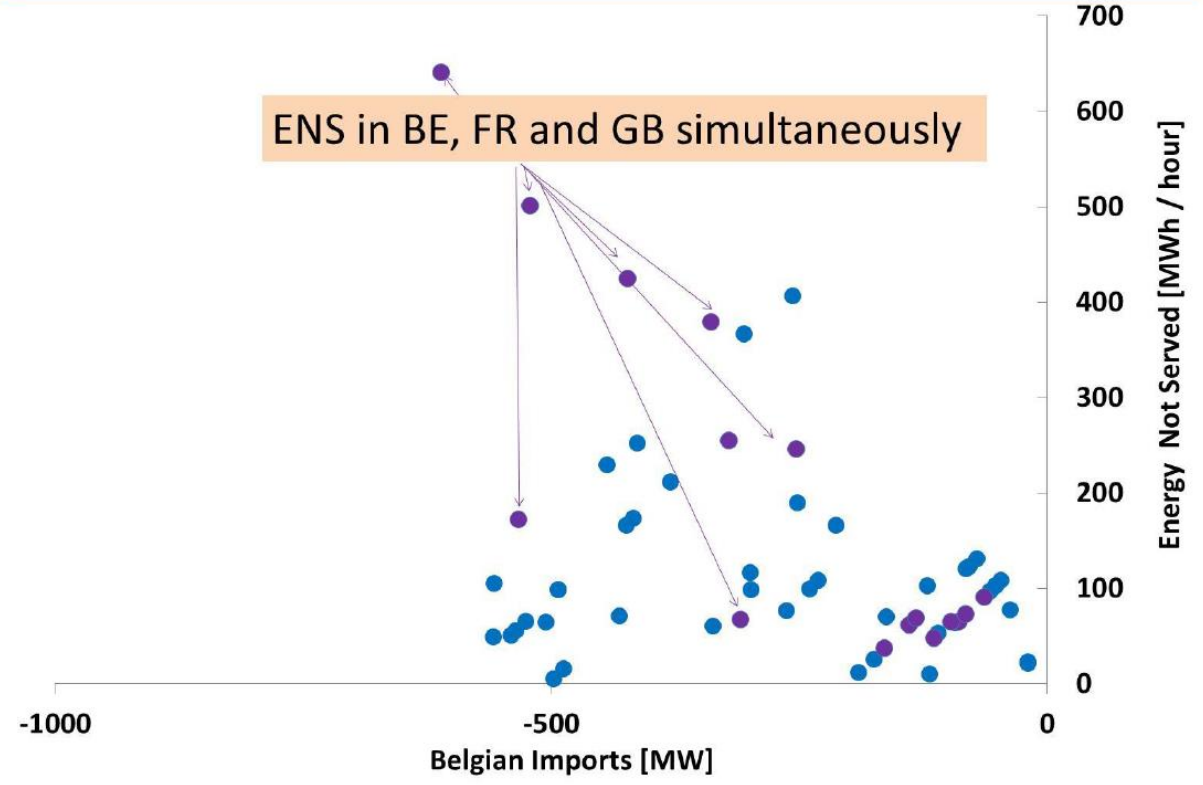


# ENS always simultaneous in BE and FR in the 'base case' scenario for winter 2019-20

Belgian and French balance (CWE only) for hours with ENS in the winter 2019-20 'base case' scenario

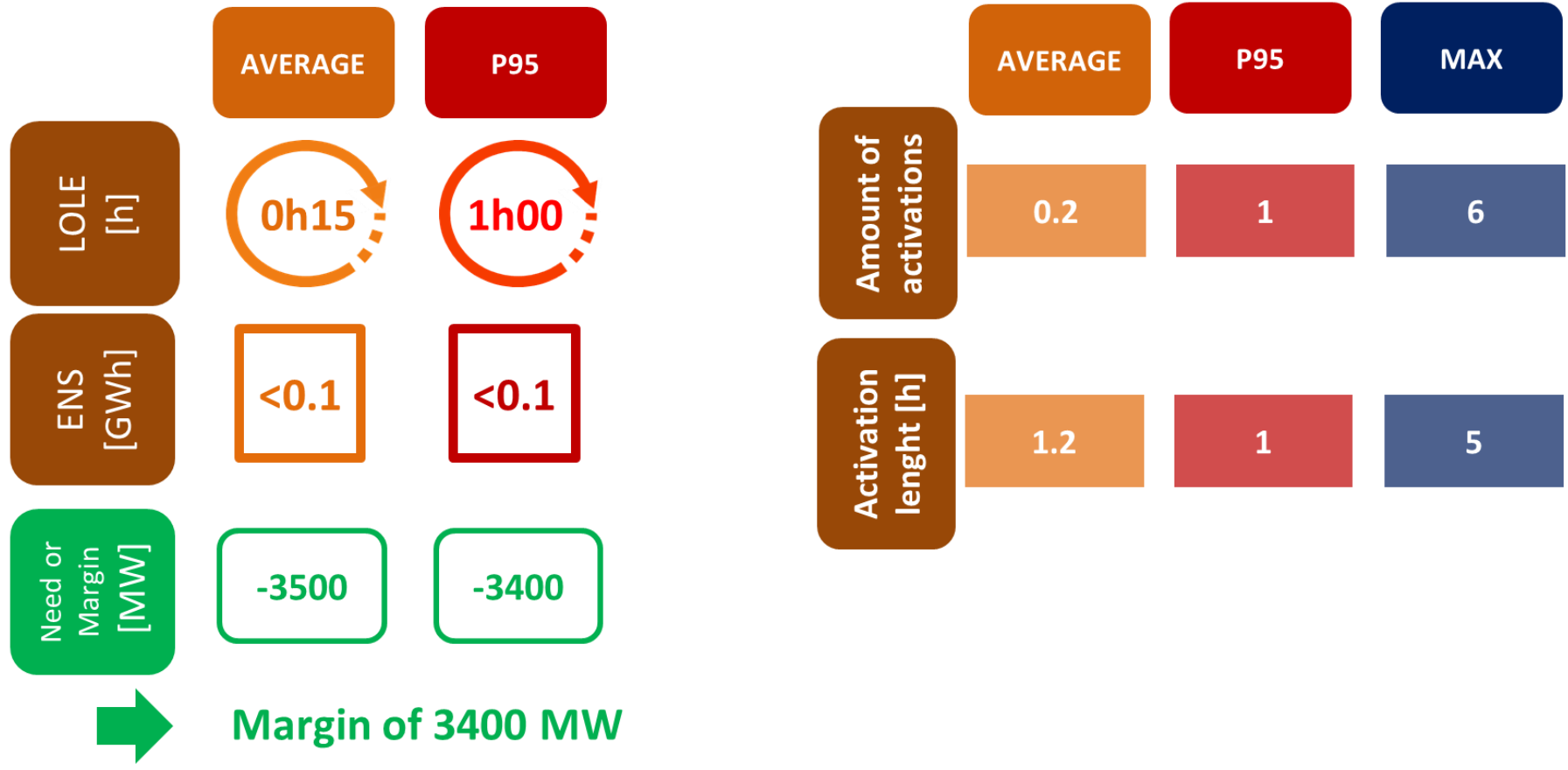


Hourly Energy Not Served, vs BelgianCWE balance for winter 2019-20 'base case' scenario



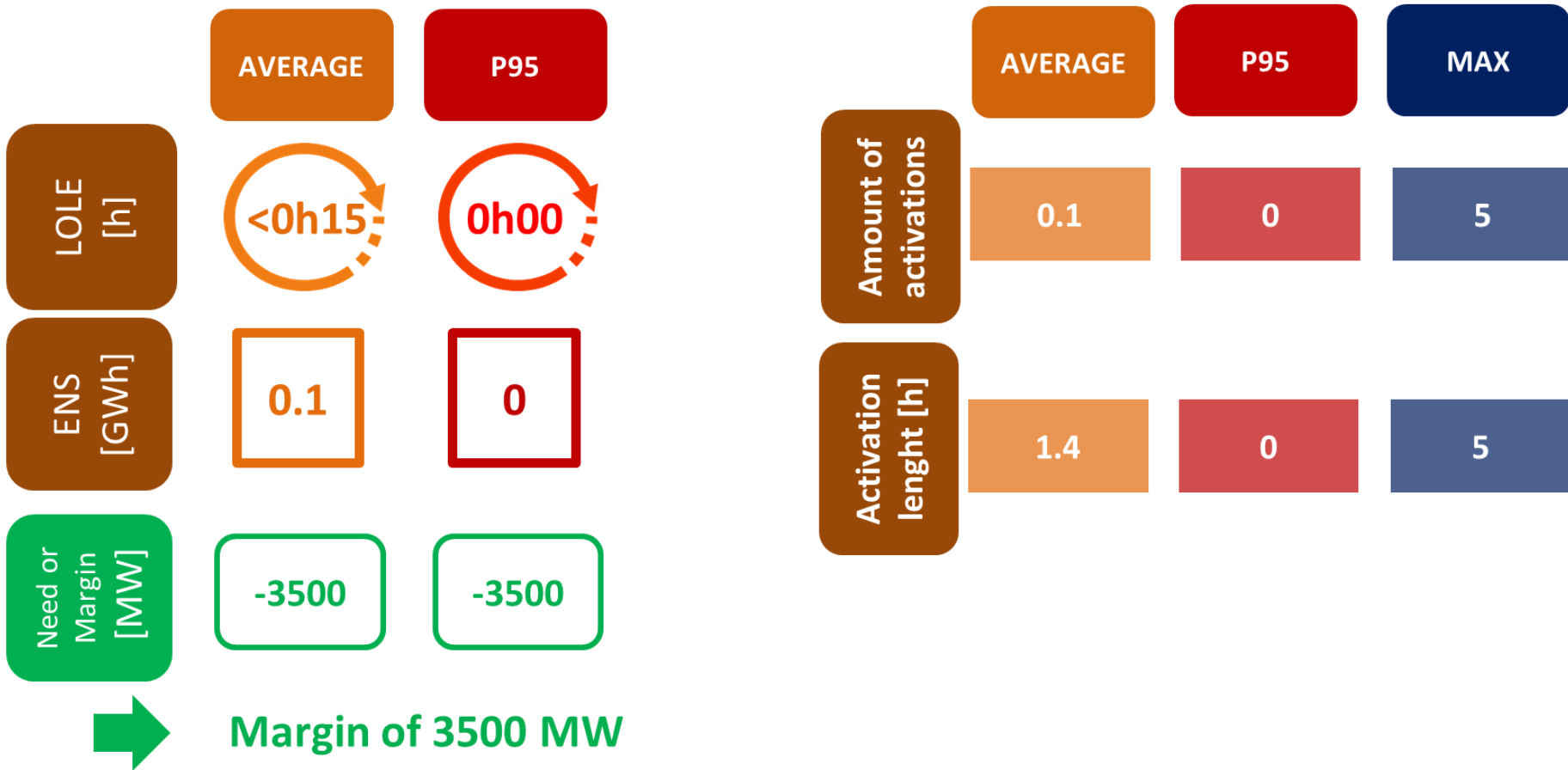
# The margin increases to **3400 MW** in the base case for winter 2020-21

winter 2020-21 Base case



# ... and to 3500 MW in the base case for winter 2021-22

winter 2021-22	Base case					
----------------	-----------	--	--	--	--	--





# Sensitivity analysis

# Nuclear availability in BE & FR has a very high impact on the Belgian adequacy

**Exceptional events** have caused a very low availability of the Belgian & French nuclear production capacity. Given the **high impact** of this unavailability on the Belgian adequacy, a sensitivity analysis has been performed.

## Un tiers du parc nucléaire d'EDF est à l'arrêt

L'Autorité de sûreté nucléaire a demandé à l'exploitant de procéder sous trois mois à des contrôles de la résistance des fonds des générateurs de vapeur.

LE MONDE ECONOMIE | 18.10.2016 à 16h25 - Mis à jour le 19.10.2016 à 10h21 |



Mise à l'arrêt provisoire de la centrale nucléaire du Tricastin

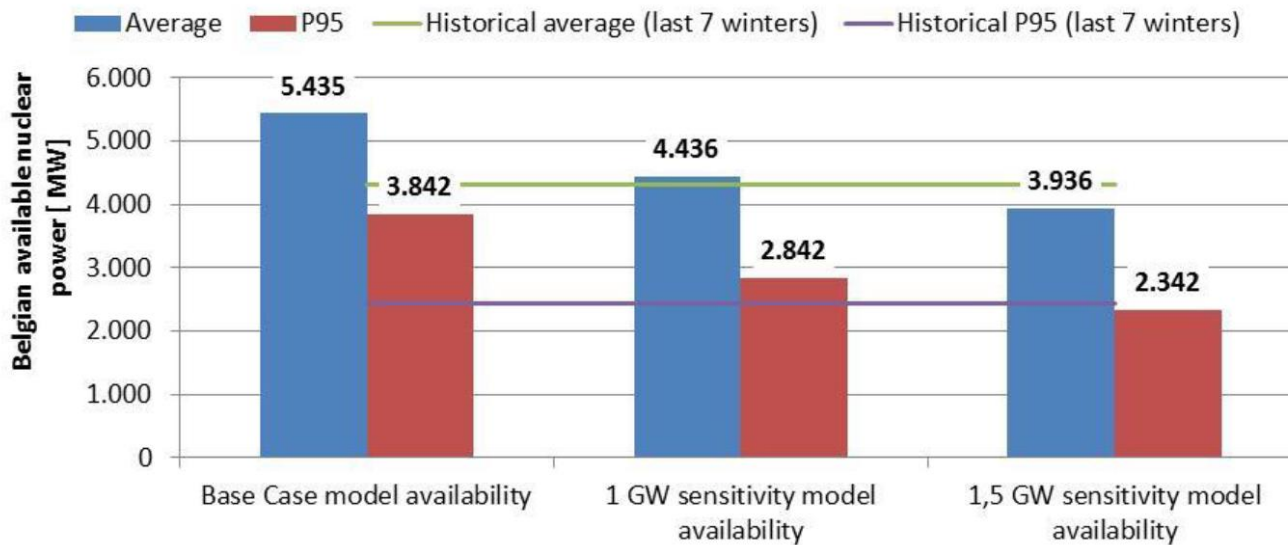
## Kerncentrale Doel 3 blijft de hele winter dicht



Doel 3 ligt nog tot april stil. © BELGA

Betonwerken aan een niet-nucleair gebouw houden Doel 3, een van de 'scheurtjesreactoren', nog tot 10 april aan de kant.

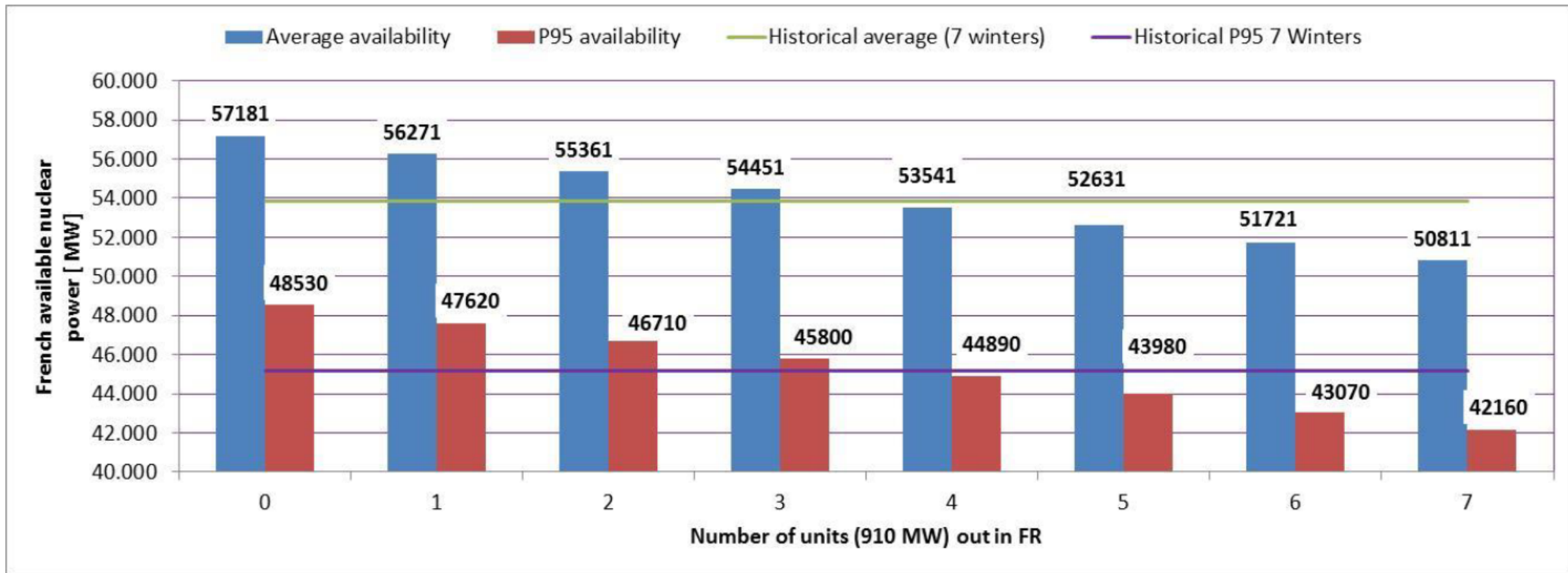
# A comparison of the Belgian historical nuclear availability of the last seven winters (incl 18-19) with the modelled nuclear availability has been done



A study of the P95 nuclear availability observed over the course of the last seven winters with the modelled availability was done.

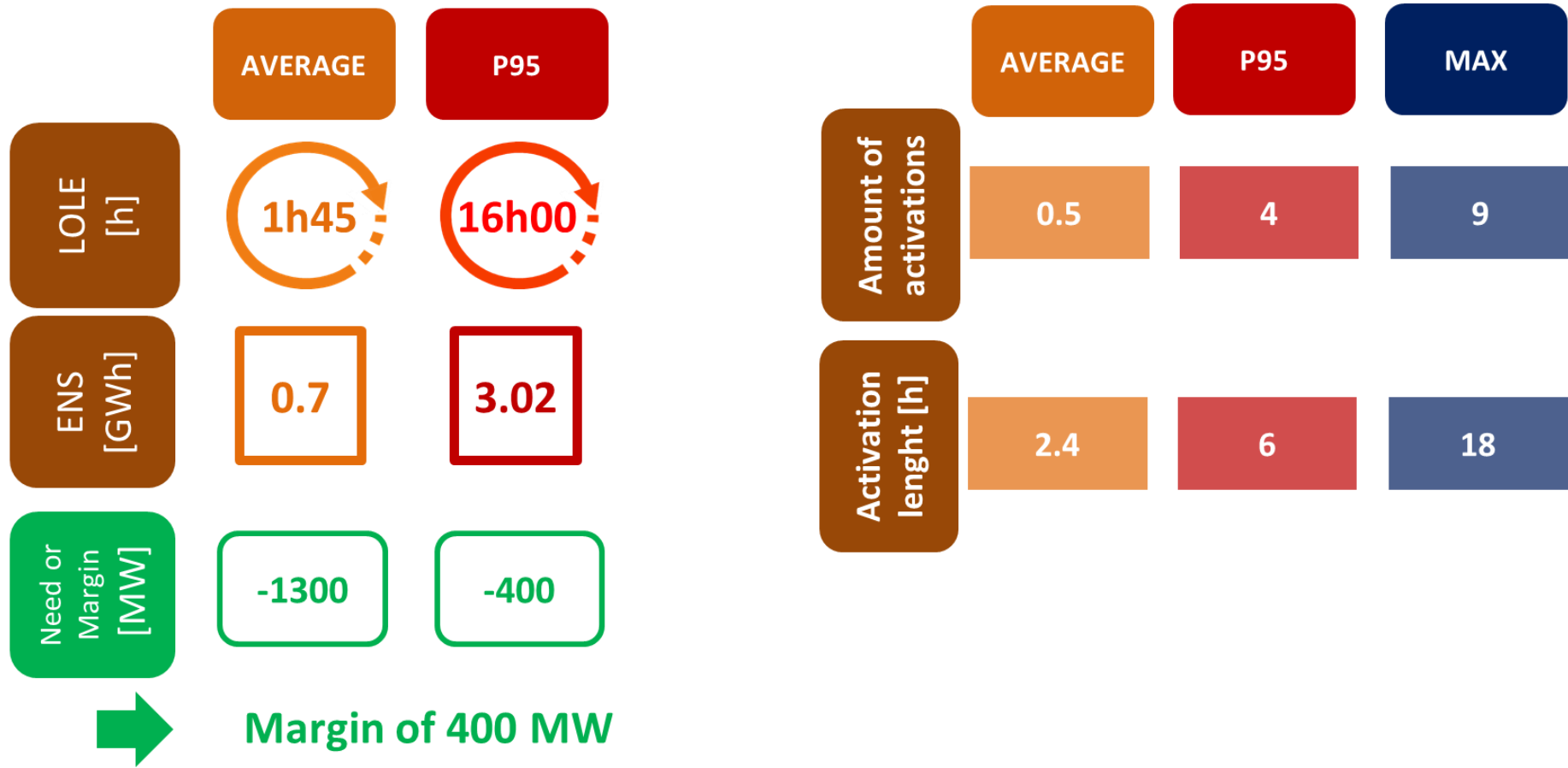
A sensitivity where an additional **1,5 GW of nuclear capacity is out for the entire winter** allows to correctly capture the low-probability high-impact events that occurred over the course of the last seven winters.

A similar analysis identifies the need to study a sensitivity in which an additional 3.6 GW of French nuclear capacity is unavailable for the entire winter



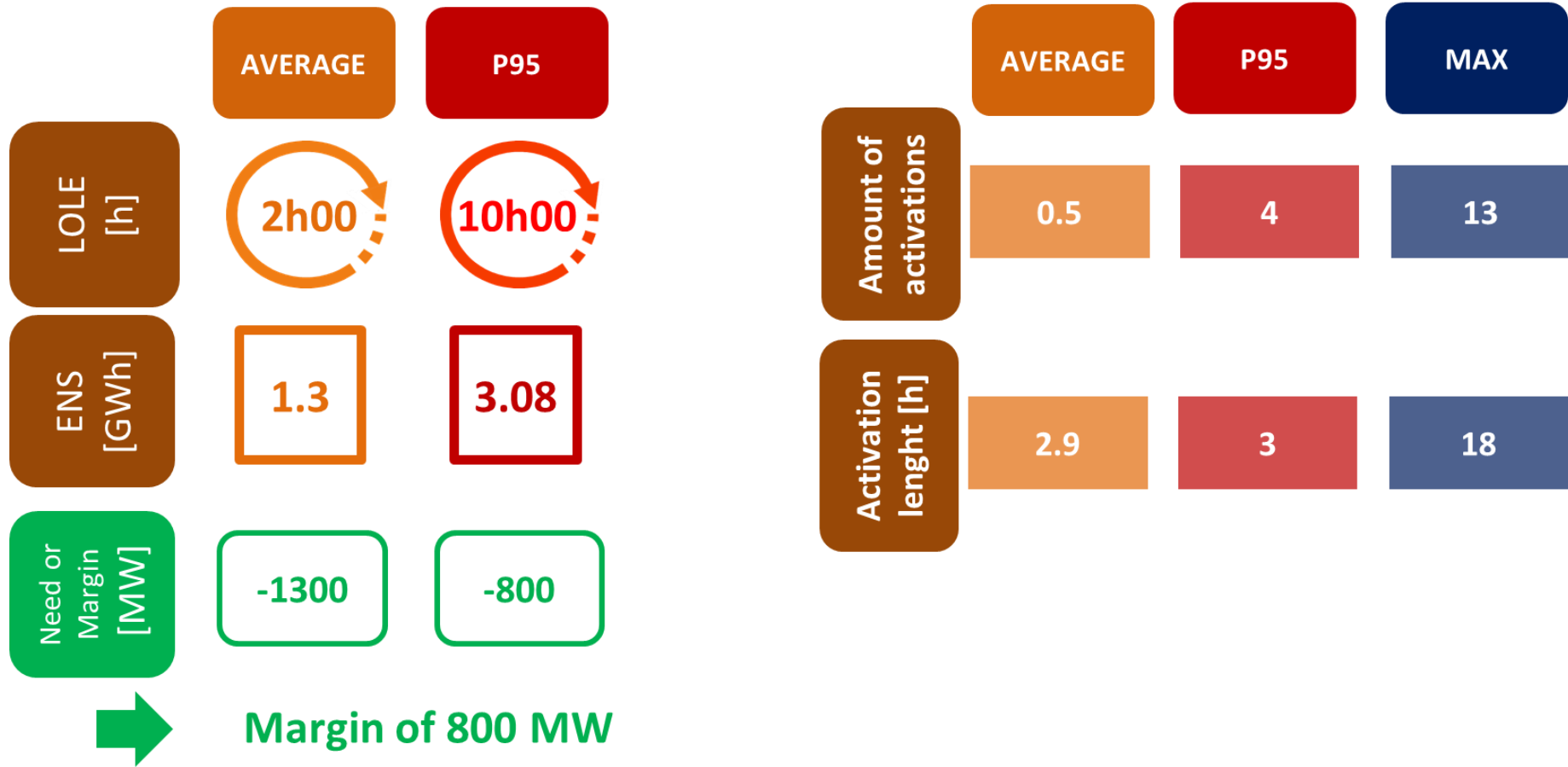
# For winter 2019-20, a margin of **400 MW** is identified

winter 2019-20      Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France



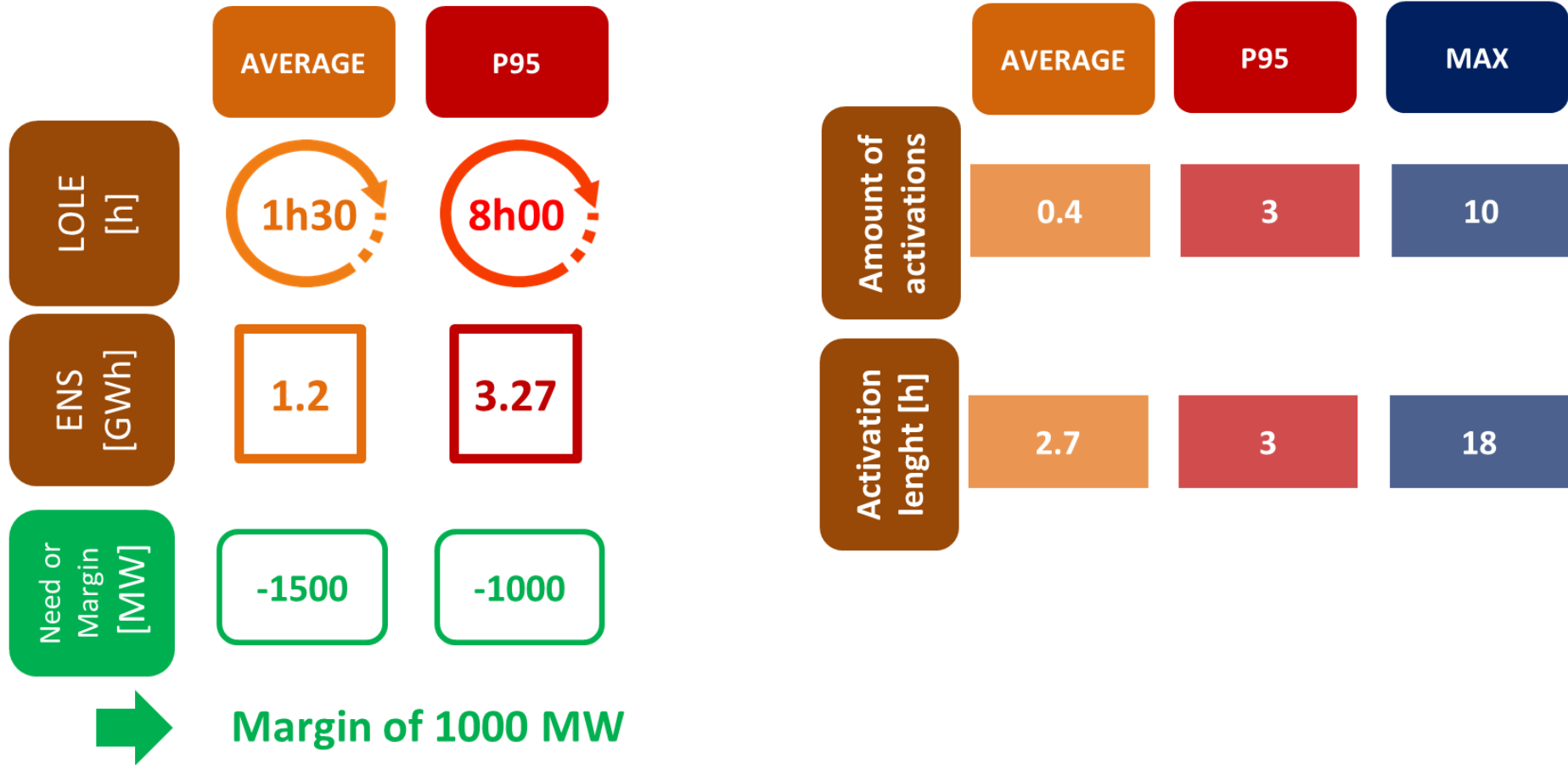
# For winter 2020-21, the margin increases to **800 MW**

winter 2020-21      Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France

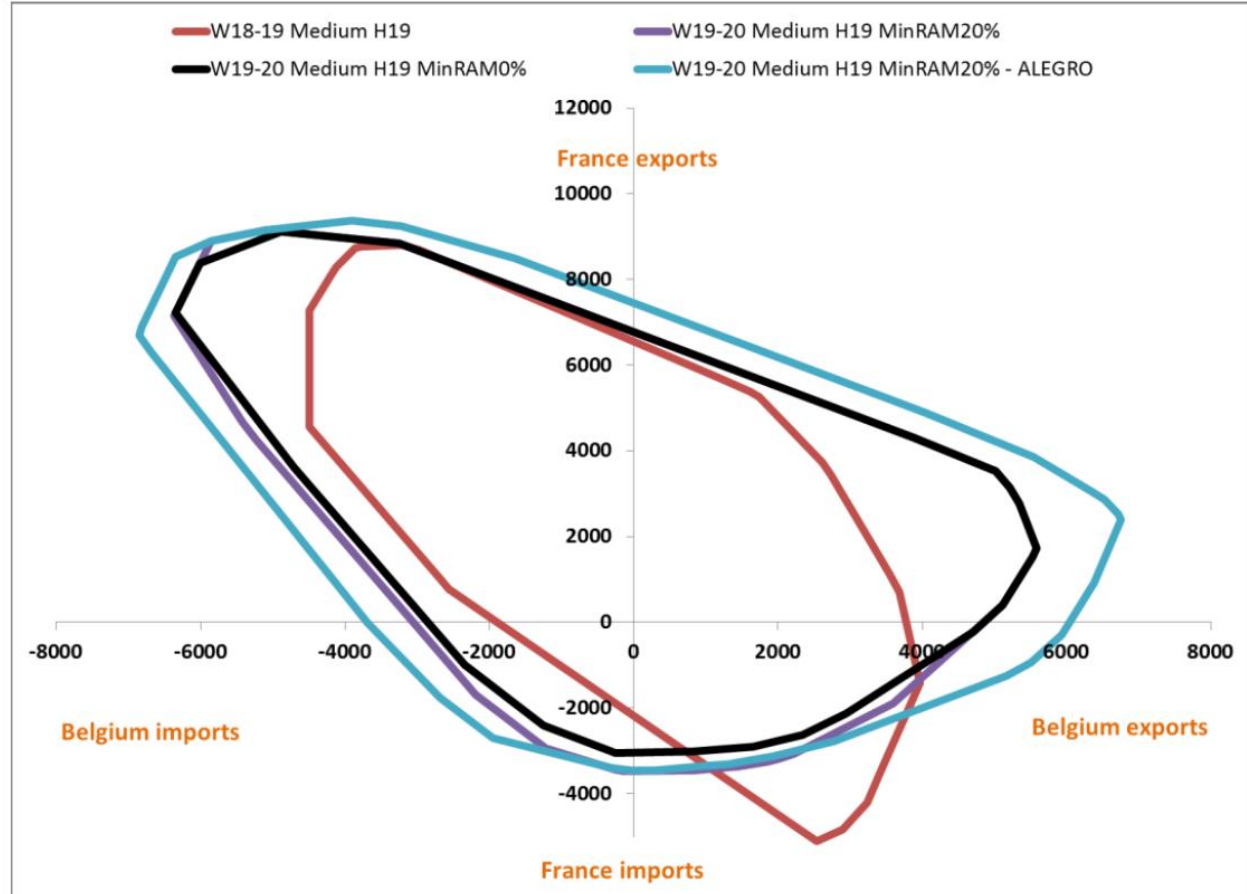
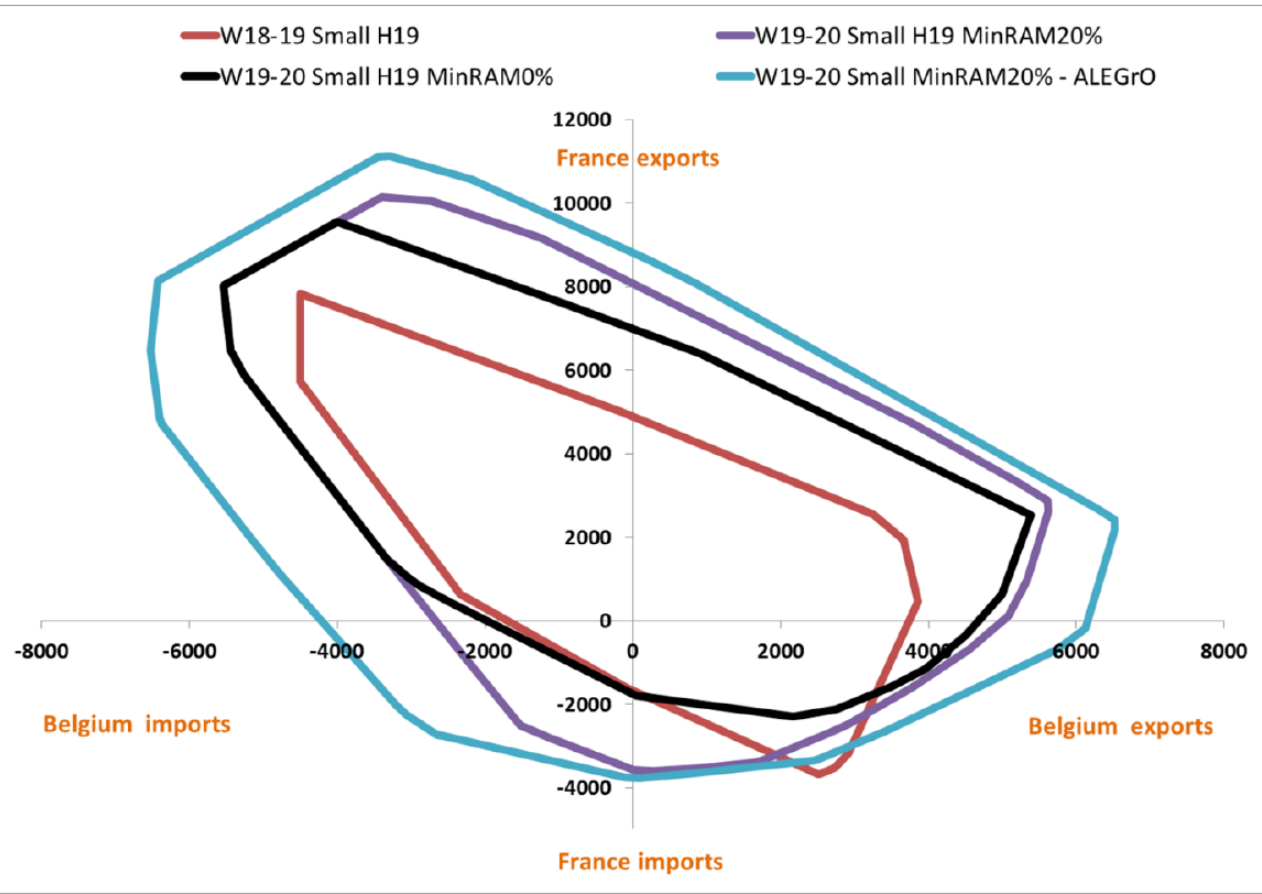


# For winter 2021-22, the margin increases finally to **1000 MW**

winter 2021-22      Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France

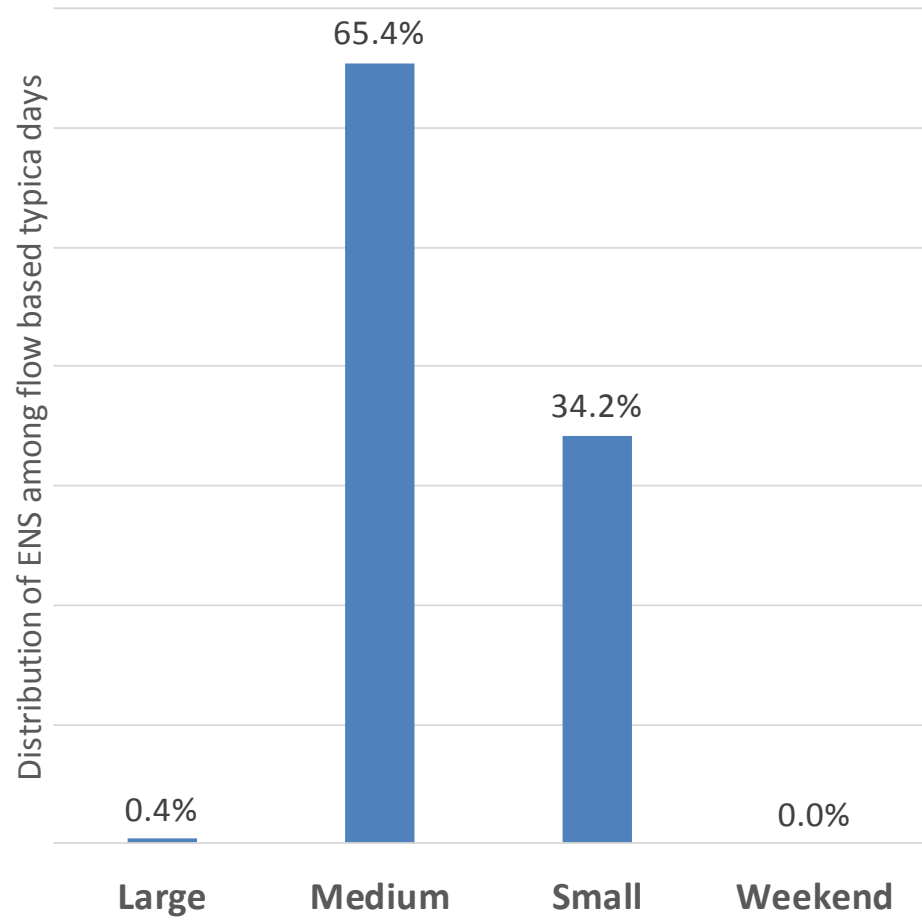


# Updated Flow-Based domains

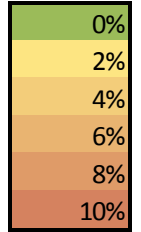




Distribution of the ENS among the different domains and the hours of the day for the winter 2019-20

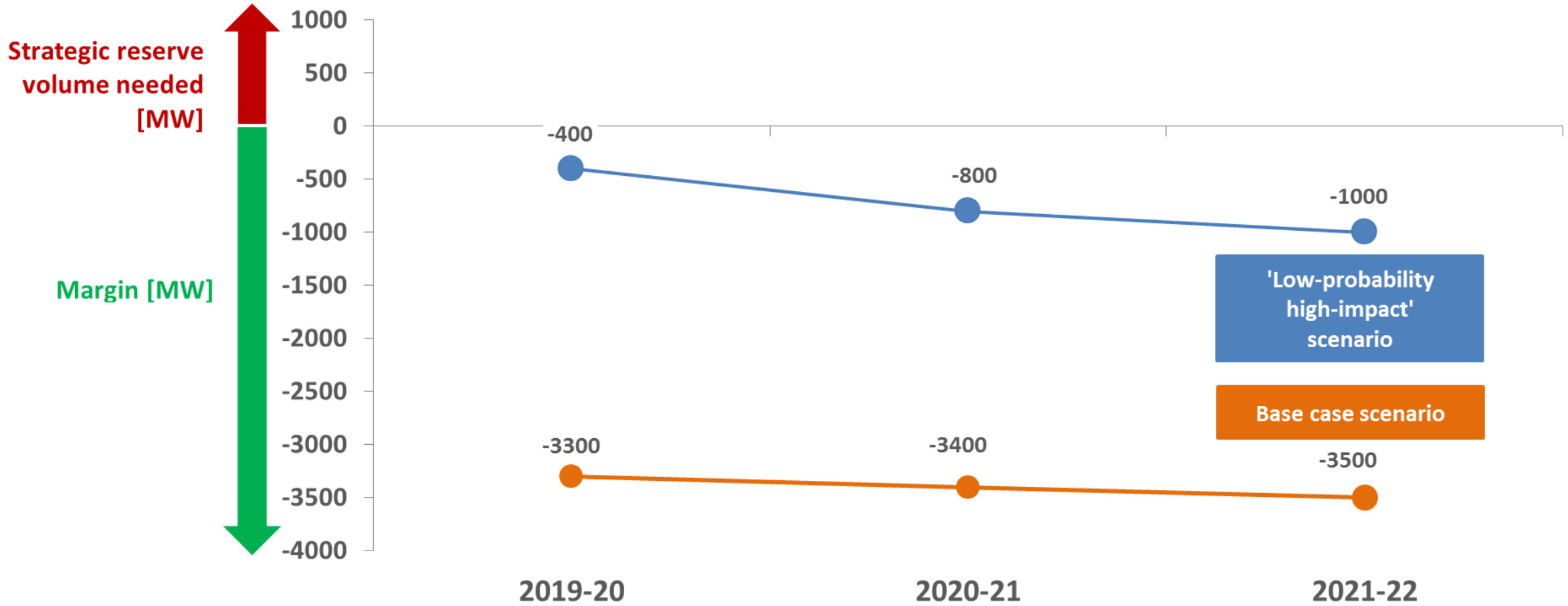


Hour	Large	Medium	Small	Weekend
1	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%
8	0%	4%	2%	0%
9	0%	6%	2%	0%
10	0%	4%	2%	0%
11	0%	6%	2%	0%
12	0%	4%	2%	0%
13	0%	4%	2%	0%
14	0%	0%	2%	0%
15	0%	2%	2%	0%
16	0%	0%	2%	0%
17	0%	2%	2%	0%
18	0%	6%	2%	0%
19	0%	8%	4%	0%
20	0%	6%	4%	0%
21	0%	4%	2%	0%
22	0%	2%	2%	0%
23	0%	2%	2%	0%
24	0%	2%	2%	0%



# Conclusions

Results for the 'base case' scenario, as well as for the sensitivity on Belgian and French nuclear availability



# Conclusion

Concretely, Elia's recommended scenario incorporating low-probability events with a high impact, leads to a margin of 400 MW for Belgium for next winter (2019-20).

**Therefore, this scenario does not induce a need for constituting a strategic reserve for winter 2019-20.**

This recommendation reflects the improvement of the situation for Belgium compared to the situation considered in the November 2017 strategic reserve volume report for winter 2018-19, with the return to the market of the Seraing CCGT unit, the commissioning of the Nemo Link® interconnector and the minRAM20% rule.

# Conclusion

Concerning the outlook for the winters 2020-21 and winter 2021-22 and under the current assumptions, we estimate that the margin on the Belgian system for the 'low probability-high impact' scenario will increase to **800 MW** for winter 2020-21 and to **1000 MW** for winter 2021-22.

These results are based on

- i) the contribution of the new interconnector with Germany ALEGrO
- and
- ii) an increase of the installed generation capacity in Belgium (renewables) and abroad.

While sufficient generation and import capacity should ensure the adequacy of the Belgian system for the next winter periods, it remains important to monitor the situation.

# Functioning Rules Winter 2019/20

---

# SR Design changes for Winter 2019/20

	Topic	Trigger	Planning	Impact Functioning Rules
1.	Application of Transfer of Energy for SDR	Modification E-Law (Art. 19)	Presentation proposal in TF 9/7 Update and Feedback TF 25/09	§5.3.7 and §6.3.2
2.	Emergency Generators	Modification E-Law (Art. 7)	Presentation proposal in TF 9/7 Update and Feedback TF 25/09	§5.3.1, § 5.3.5, §5.3.6, §6.3.2
3	Divisibility offers for SGR	Modification E-Law (Art. 7)	Presentation proposal in TF 25/09	§5.2.1 and §5.3.1
5	Investigate exceptions to the full exclusion DPs participated or participating in AS	Request CREG (Decision FR) Market Request	Presentation proposal in TF 25/09	Not implemented
6	Investigate the revision design for tests (planning and penalties)	Market Request	Presentation proposal in TF 25/09	Not implemented
7	Improve transparency towards parameters following the Adequacy Study (activation criteria, heat map,...)	Request CREG (Decision FR)	TF November (linked to publication of the volume report)	§5.3.2, §5.3.1 and 5.4
8	Clean-up functioning rules, procedure for constitution and contracts following E-Law amendment	Modification E-Law	TF November (including concrete text proposals)	Everywhere

# Transfer of Energy

## Section 5.3.7 “Tests”

ELIA plant de uitvoering van een Simulatietest voor de inwerkingtreding van het contract om de goede werking van de SDR-eenheden te testen. Deze Simulatietest wordt niet vergoed door ELIA. **Simulatietesten van SDR-eenheden die zich voordoen in een marktsituatie met Energieoverdracht worden beschouwd als een activatie waarop de Regels voor energieoverdracht van toepassing zijn<sup>4</sup>.**

## Section 6.3.3 “Vergoeding”

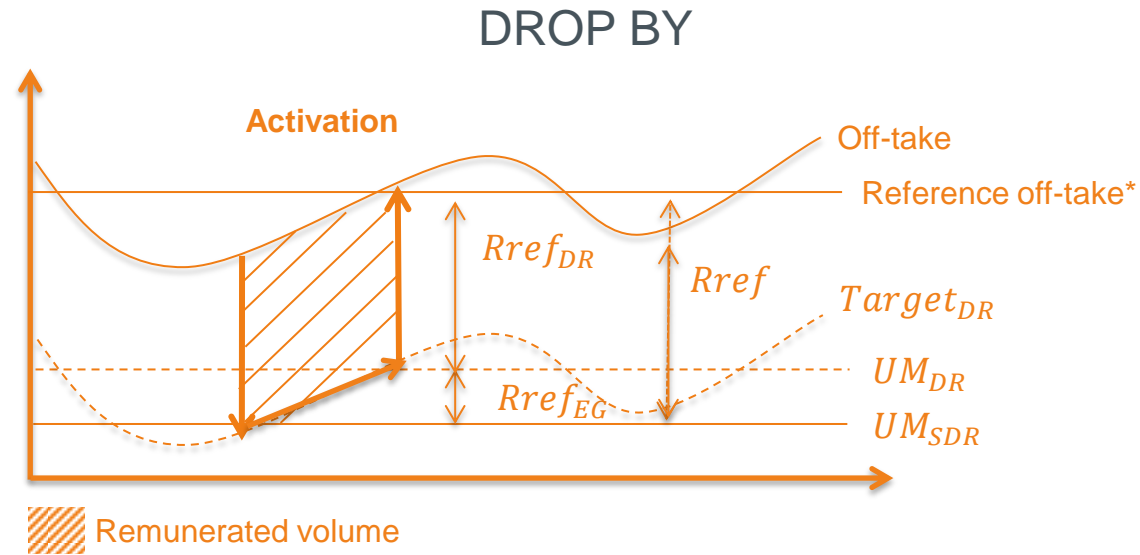
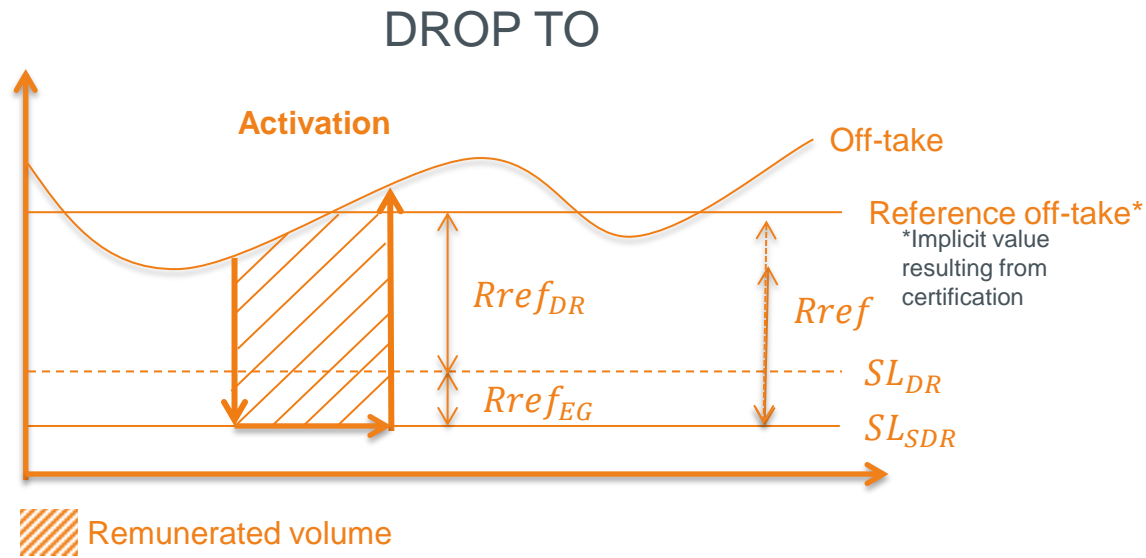
1. Baseline is calculated for each Delivery Point as specified in the ToE-rules
2. The activation remuneration is calculated as previous years based on *“vermindering van de afname ten opzichte van de Baseline gedurende de periode van Effectieve Levering en voor zover deze vermindering van afname de  $SL_{SDR}$  in het geval van SDR DROP TO niet overschrijdt of niet hoger is dan de waarde  $R_{ref}$  in het geval van SDR DROP BY.”*
3. The baseline is still calculated as the sum of each individual baseline for a Delivery Point. In order to align with ToE-rules, this sum is limited to Delivery Points which are notified by the supplier upon activation.

De Baseline van de SDR-eenheid ‘Baseline<sub>SDRUnit</sub>’ is de som van de individuele Baselines ‘Baseline<sub>i</sub>’ van alle **door de leverancier genotifieerde** Leveringspunten  $i$  van deze SDR-eenheid<sup>[1]</sup>. Voor elk type Leveringspunt wordt de Baseline berekend op basis van de regels voor energieoverdracht goedgekeurd door de CREG<sup>4</sup>.

1. De transmissienetbeheerder wordt op de hoogte gebracht van de kenmerken van elke activatie volgens de modaliteiten beschreven in de regels voor energieoverdracht goedgekeurd door de CREG.
2. Beschikbaar op: <http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/evenwicht/energieoverdracht>



# Emergency Generators (1)



	Drop To	Drop By
<b>Certification §5.3.1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>Rref_{EG}</math> and <math>Rref_{DR}</math> are certified by Elia                             <ul style="list-style-type: none"> <li><math>Rref_{EG}</math> is based on the technical capacity of the emergency generators</li> <li><math>Rref_{DR}</math> is based on availability of historical offtake and <math>SL_{DR} / UM_{DR}</math></li> </ul> </li> </ul>	
<b>Offer §5.3.1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Supplier can offer a volume up to <math>Rref \leq Rref_{EG} + Rref_{DR}</math></li> <li>Finally offered volume <math>Rref</math> (with <math>SL_{SDR} / UM_{SDR}</math>)</li> </ul> <p>Additionally: <math>SL_{SDR} \geq SL_{DR} - Rref_{EG}</math></p>	<p>Additionally: <math>UM_{SDR} \geq UM_{DR} - Rref_{EG}</math></p>

\*See functioning rules for exact calculation

## Section 5.3.1 : main modifications

Dit "maximaal toegestane SDR-Referentievermogen" wordt berekend door ELIA als de som van de maximale capaciteit van Noodstroomgeneratoren ( $R_{ref_{EG}}$ ) en maximale capaciteit van afnamereductie ( $R_{ref_{DR}}$ ) en voldoet aan onderstaande criteria :

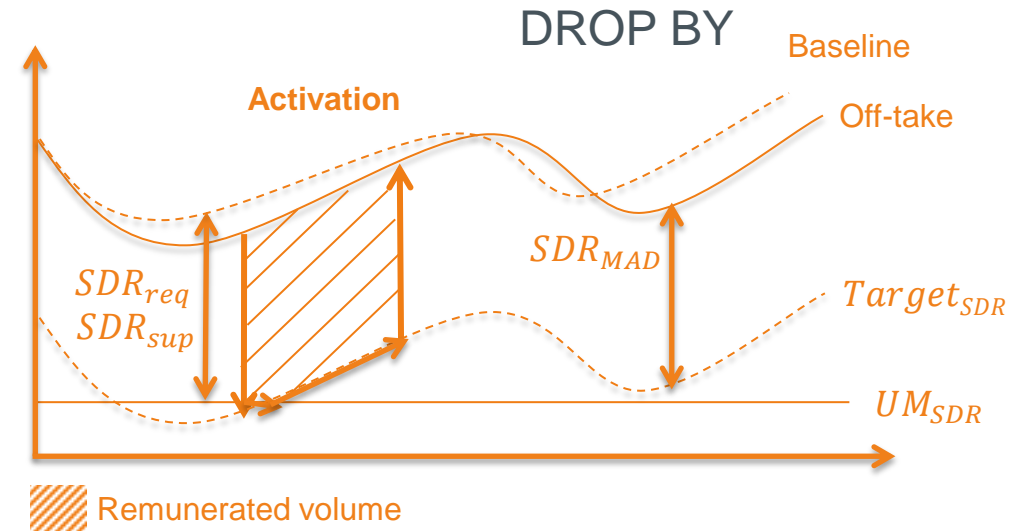
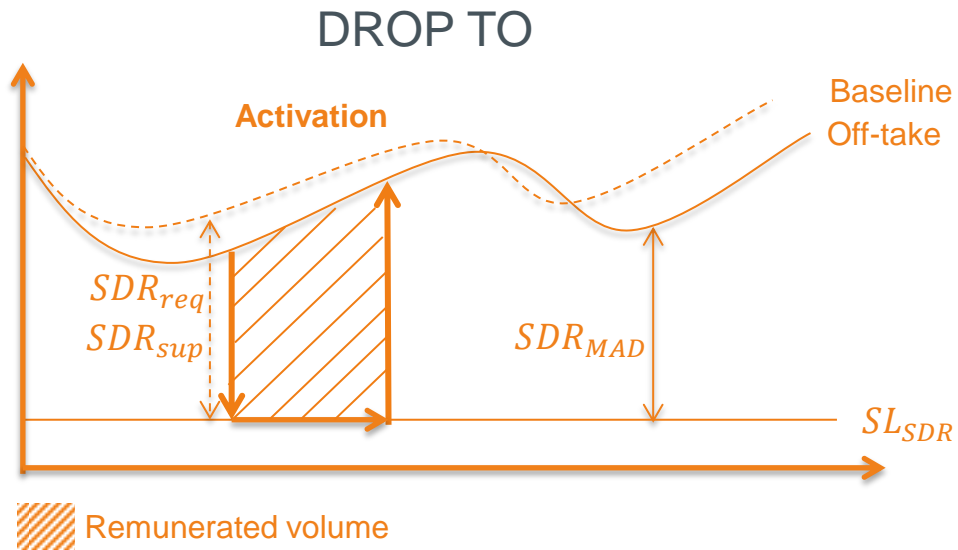
*1. De kandidaten voor de levering van SDR geven voor ieder Leveringspunt de capaciteit van Noodstroomgroepen die in eilandbedrijf kunnen werken die deelnemen in de offerte voor strategische Reserve.*

Elia zal het aandeel van Noodstroomgroepen in de maximale toegestane SDR-Referentievermogen, i.e.  $R_{ref_{EG}}$ , bepalen aan de hand van de certificatieprocedure beschreven in de Procedure voor Aanleg. Het verzekert hiermee dat voor de deelnemende Noodstroomgroepen die beschikbaar zijn, het nominale vermogen niet hoger is dan 110% van het maximale historische verbruiksvermogen, en dat deze Noodstroomgroepen uitsluitend geïnstalleerd en gebruikt zijn teneinde de elektriciteitsbevoorrading van deze site of een deel ervan te garanderen.

*2. Beschikbaarheidscriteria van de capaciteit tot afnamereductie  $R_{ref_{DR}}$  voor de tijdsperiodes volgens de waarschijnlijkheid van een activatie verbonden met deze tijdsperiodes.*

→ A numeric example of a SDR DROP BY and SDR DROP TO contract including Emergency Generators will be included in Annex of the Functioning Rules

# Emergency Generators (2)



	Drop To	Drop By
<b>Reservation*</b> (remuneration, monitoring and penalties) §5.3.5 & 5.3.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservation fee = <math>\min(R_{ref}; SDR_{MAD})</math></li> <li><math>SDR_{MAD} = \text{offtake}_t - SL_{SDR}</math></li> <li><math>SDR_{MAD}</math> corrected for unavailability Emergency Generators (if <math>R_{ref}_{DR} + R_{ref}_{EG} &lt; R_{ref}</math>)               <ul style="list-style-type: none"> <li>By means of correcting <math>SL_{SDR} / UM_{SDR}</math></li> <li>Penalties (1,3*reservation fee) (if <math>R_{ref}_{DR} + R_{ref}_{EG} &lt; R_{ref}</math>)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>SDR_{MAD} = \text{offtake}_t - UM_{SDR}</math></li> </ul>
<b>Activation*</b> (remuneration) §6.3.2	$SDR_{REQ} = \text{baseline}_t - SL_{SDR}$ $SDR_{SUP} = \text{baseline}_t - \max(SL_{SDR}; \text{offtake}_t)$	$SDR_{REQ} = \min(R_{ref}; \text{baseline}_t - UM_{SDR})$ $SDR_{SUP} = \min(R_{ref}; \text{baseline}_t - \text{offtake}_t)$

## Section 5.3.5 and 5.3.6

*“ $SDR_{MAD}$  zal aangepast worden bij een eventuele onbeschikbaarheid van (een deel van) de Noodstroomgroepen. De enige redenen waarom een Noodstroomgroep niet beschikbaar kan zijn, zijn technische en onvoorziene redenen zoals averij waardoor de Noodstroomgroep niet of enkel met beperkt vermogen kan functioneren. Elke onbeschikbaarheid moet bovendien zo snel mogelijk gemeld en verantwoord worden. Hierbij zal  $SL_{SDR}$  en  $UM_{SDR}$  met een zelfde waarde worden aangepast. Deze aanpassing resulteert bijgevolg in een aanpassing van de vergoeding alsook de modaliteiten voor testen beschreven in §6.3.2 en §6.3.3.”*

*“Wanneer het gecorrigeerde maximaal toegestane SDR-Referentievermogen ( $Rref_{EG} + Rref_{DR}$ ) kleiner wordt dan de  $Rref$  leidt dit tot een tijdelijke aanpassing van de  $Rref$  en een penaliteit voor elk ontbrekend kwartier en elke ontbrekende MW ten aanzien van de  $Rref$  die ELIA heeft berekend. Deze penaliteit wordt afgehouden van de Reservatievergoeding. Ze is gelijk aan deze vergoeding verhoogd met 30%.*

*Het totale bedrag aan penaliteiten die worden toegepast op een leverancier (met inbegrip van activatiepenaliteiten) is onderworpen aan een bovengrens die ervoor zorgt dat het totale bedrag van de penaliteiten per Winterperiode de totale reservatie-inkomsten voor de Winterperiode niet overschrijden, en dit zonder afbreuk te doen aan de aansprakelijkheid vanwege de SDR-leverancier voor het niet nakomen van zijn verplichtingen en zonder afbreuk te doen aan de verplichting tot het nakomen van de verplichtingen ook nadat deze bovengrens bereikt is.”*

→ A numeric example of a SDR DROP BY and SDR DROP TO contract including Emergency Generators will be included in Annex of the Functioning Rules

# Divisibility of SGR-offers

## Section 5.2.1 “voorwaarden met betrekking tot de SGR-offertes”

“De kandidaten voor SGR zijn producenten die wettelijk verplicht zijn om een offerte voor de betrokken productiecentrales in te dienen die het volledige vermogen van de productie-installatie dekt zoals bedoeld in de Elektriciteitswet. **Overeenkomstig artikel 7quinquies, §3 van de Elektriciteitswet dienen de aangeboden volumes daarenboven deelbaar te zijn (rekening houdend met de technische karakteristieken van de aangeboden capaciteit en volgens de modaliteiten bepaald in de Procedure voor Aanleg van de Strategische Reserve) en iedere mogelijke configuratie aan te bieden die technisch mogelijk was op het moment van de aankondiging tot sluiting.** “

“Het aangeboden volume in elke offerte kan al dan niet deelbaar zijn met een minimumvolume van 1 MW. Voor de offertes met betrekking tot het volledige vermogen **van elke configuratie** van de productie-installatie, wordt aan de kandidaten gevraagd om het vermogen dat kan ontwikkeld worden door de SGR-centrale en in het net geïnjecteerd kan worden ter hoogte van het Toegangspunt bij 15°C van de SGR-centrale aangeboden wordt (met andere woorden de Pmax Ref van de installatie).“

## Section 5.3.1 “voorwaarden met betrekking tot de SDR-offertes” (no modification compared to 2018/19)

“Overeenkomstig artikel 7quinquies, §3 van de Elektriciteitswet dienen de aangeboden volumes daarenboven deelbaar te zijn (rekening houdend met de technische karakteristieken van de aangeboden capaciteit en volgens de modaliteiten bepaald in de Procedure voor Aanleg van de Strategische Reserve)”

# Parameters from the adequacy study

## A. Activation Limits

## B. Expected Activations

## C. Equivalence factor

## D. Certification Criteria

- A new annex in the adequacy study will present the parameters :
  - The parameters for each scenario : activation limits, expected activations, equivalence factor and heat map
  - The parameters are presented for each scenario (“base case” and “Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France”)
  - The section contains necessary explanations
  
- The FR will copy the figures in the relevant section of the FR which refer to the Annex of the Adequacy Study
  - **A-C-D have to follow a scenario with the lowest generation margins, with a substantial amount of activations and duration in order to cope with the inherent uncertainty in future real time situations**
    - Not to be too constrained ex ante in number of SGR activations
    - Certification of SDR (availability rate and equivalence factor) has to guarantee SDR availability when most needed
  - Scenario “Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France”
  
- **B is linked to the expected average number of activations in order to have a realistic estimation of the expected activation costs of different providers and ensure a fair selection process.**
  - Scenario “Base Case”

- A paragraph is included in the functioning rules allowing to revise A (contracts) and B & C (techno-economic selection) based on the calculation resulting in the revision of the volume

# Update parameters from the Adequacy Study

## Section 5.2.3 - Activation Conditions SGR

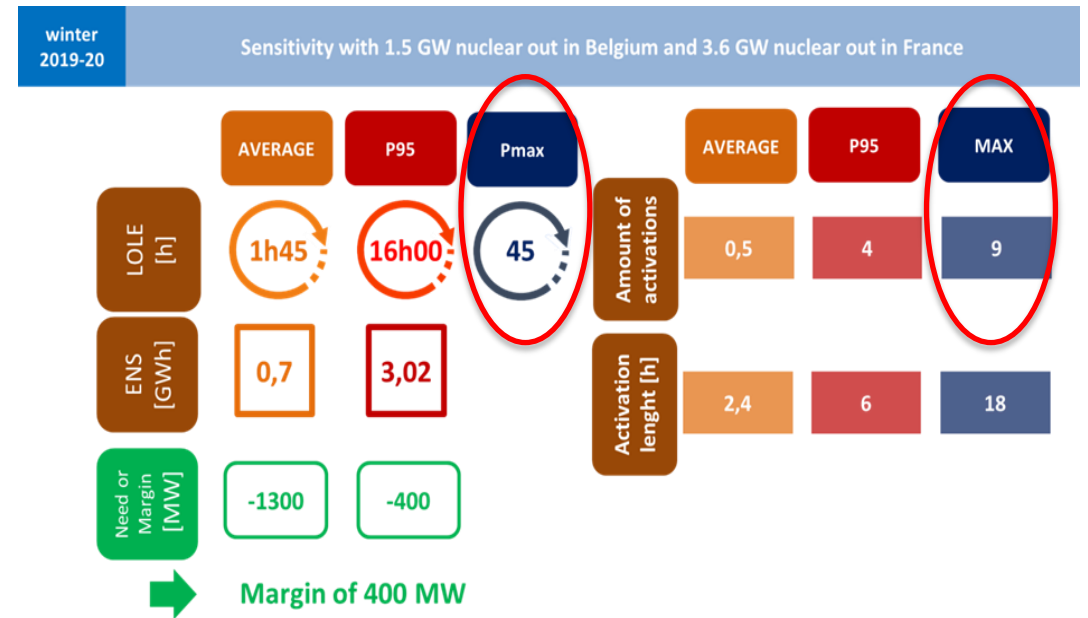
De SGR-contracten omvatten de volgende kenmerken voor activatie tijdens de Winterperiodes<sup>[1]</sup>:

- een maximaal aantal volledige activaties op vraag van ELIA verspreid over de Winterperiode gedekt door de contractduur. Dit cijfer is vastgelegd als **9** voor de contracten afgesloten na de gunningsprocedure die plaatsvindt in 2019;
- een gecumuleerde maximale duur van de periodes van Effectieve Levering<sup>[2]</sup> van activatie verspreid over de Winterperiode(s) gedekt door de contractduur. Dit cijfer is vastgelegd als **45** voor de contracten afgesloten na de gunningsprocedure die plaatsvindt in 2019.

<sup>[1]</sup>Deze parameters zijn bepaald overeenkomstig het maximale aantal activaties en maximale LOLE(h) beschreven in het scenario "Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France" beschreven in Appendix 2 van de Bevoorradingzekerheidsstudie voor België van november 2019. Elia behoudt het recht deze parameters naar boven toe te herzien op basis van een mogelijke opwaartse volumerevisie voor 1 september 2019.

<sup>[2]</sup>Effectieve levering zoals bepaald in §6.2.2.

Note that Section 5.3.3 containing the Activation Limits for SDR refers to the same maximum activation limits (together with 20 / 40 activation limit).



# Update parameters from the Adequacy Study: Section 5.4 - Techno-Economic Selection

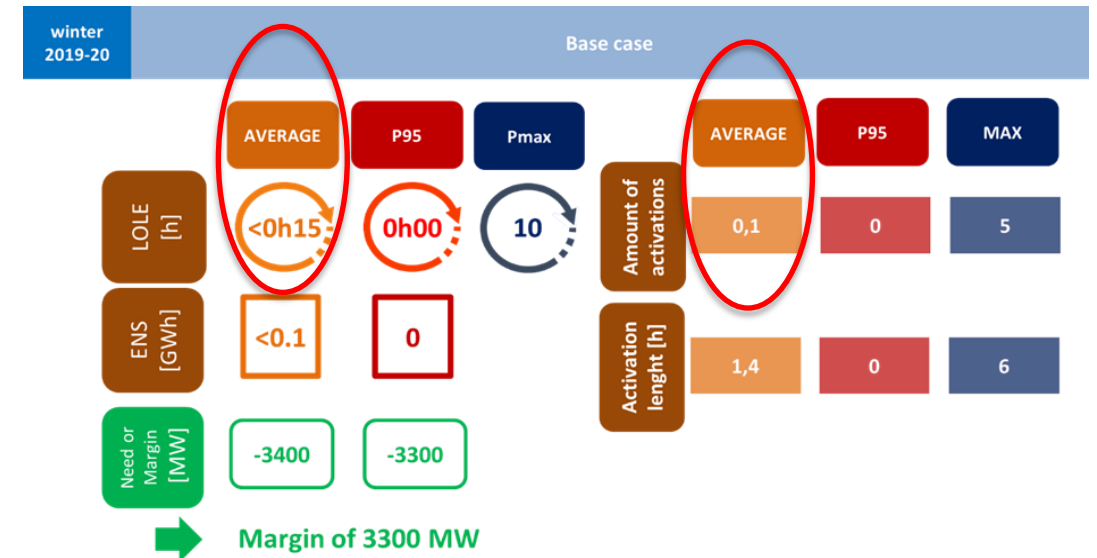
$$TR = Res\_1 + (\#Act_{cold} * A1) + (\#Act_{hot} * A3) + (A2 * Act_{duration})$$

voor de SGR- en SDR-offertes die één Winterperiode dekken

**#Act<sub>cold</sub>**: het aantal activaties<sup>1</sup> in de Winterperiode waarvan het begin niet binnen 24 uur na het einde van een andere activatie plaatsvindt. Voor de aanbestedingsprocedure van 2018 is dit aantal vastgelegd op **1**

**#Act<sub>hot</sub>**: het aantal activaties<sup>1</sup> in de Winterperiode waarvan het begin binnen 24 uur na het einde van een andere activatie plaatsvindt. Voor de aanbestedingsprocedure van 2018 is dit aantal vastgelegd op **0**

**Act<sub>duration</sub>**: gecumuleerde duur van de activaties<sup>1</sup> in de Winterperiode. Voor de aanbestedingsprocedure van 2018 is dit aantal vastgelegd op **1**



<sup>1</sup> De verwachte activaties worden bepaald aan de hand van het scenario “base case” zoals beschreven in Appendix 2 van de Bevoorradingszekerheidsstudie voor België van November 2019. Artikel 7quater van de Elektriciteitswet laat het wijzigen van het volume aan strategische reserves toe tot en met 1 september. Wanneer het volume desgevallend herzien wordt door de Minister met behoud van een strategische reserve voor de eerstvolgende Winterperiode, worden de verwachte activaties aangepast op basis van de berekening die aan de basis lag van deze volumerevisie.

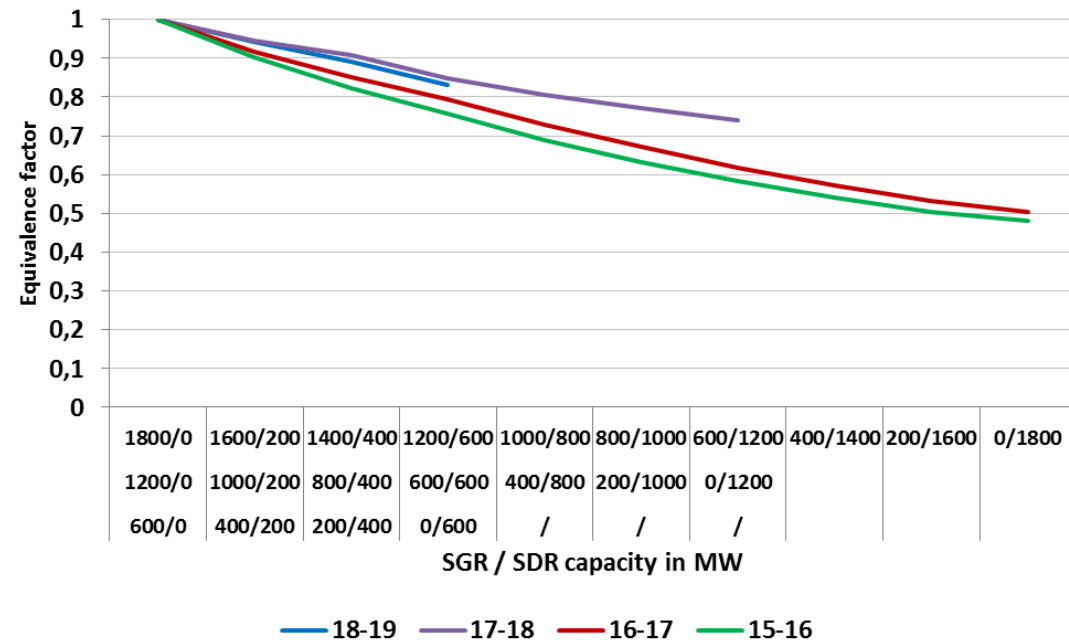


# Update parameters from the Adequacy Study: Equivalence Factor

- The Equivalence Factor allows to take into account the technical limitations of the SDR products compared to SGR products, and calculates the contribution of SDR volumes to adequacy in terms of SGR.

Positie van de offerte (Pofferte) ten opzichte van het totale aangeboden SDR volume, gerangschikt op stijgende prijs	Equivalentiefactor <sup>1</sup>
Pofferte ≤ 200MW	N.A
200 MW < Pofferte ≤ 400MW	N.A
400 MW < Pofferte ≤ 600 MW	N.A
600 MW < Pofferte ≤ 800MW	N.A

<sup>1</sup>De EF wordt berekend op basis van de parameters volgende uit het scenario “Sensitivity with 1.5 GW nuclear out in Belgium and 3.6 GW nuclear out in France” zoals gespecificeerd in Appendix 2 van de Bevoorradingszekerheidsstudie voor België van november 2019. Artikel 7quater van de Elektriciteitswet laat het wijzigen van het volume aan strategische reserves toe tot en met 1 september. Wanneer het volume desgevallend herzien wordt door de Minister met behoud van een strategische reserve voor de eerstvolgende Winterperiode, wordt de equivalentiefactor aangepast op basis van de berekening die aan de basis lag van deze volumerevisie.



# Update parameters from the Adequacy Study

## Availability Rate SDR

### APPROACH : Identical as Winter 2018/19

- Based on the Risk of Activation associated with predefined periods (Heat Map Adequacy Study\*)
- Methodology based on a Linear Interpolation of the Average Available Margin (Calibration)

dag	zondag en feestdagen	zaterdag			werkdagen					
uur [begin;einde]	0;24	0;16	16;22	22-24	0;6	6;7	7;13	13;17	17;20	20;24
november	40	40	40	65	40	65	85	75	85	75
december	40	40	40	65	40	75	85	85	85	75
januari	40	40	40	65	40	55	85	85	85	65
februari	40	40	40	65	40	55	75	65	75	55
maart	40	40	40	40	40	40	65	55	65	40
kerstvakantie 1	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
kerstvakantie 2	40	40	40	40	40	40	75	75	75	40
DAM prijs ≥ -150€/MWh	85									
Tarief van toepassing voor een positief onevenwicht ≥ 150€/MWh	85									

dag	zondag en feestdagen	zaterdag			werkdagen					
uur [begin;einde]	0;24	0;18	18;20	20-24	1;6	6;7	7;13	13;16	16;20	20;1
november	40	40	55	40	40	55	85	85	85	65
december	40	40	55	40	40	55	85	85	85	65
januari	40	40	55	40	40	55	85	85	85	65
februari	40	40	55	40	40	55	85	65	85	55
maart	40	40	55	40	40	55	85	65	85	55
kerstvakantie 1	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
kerstvakantie 2	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
DAM prijs ≥ -150€/MWh	85									
Tarief van toepassing voor een positief onevenwicht ≥ 150€/MWh	85									

2018/19

2019/20

\*Christmas Holidays 1: Days between Christmas and New Year

\*Christmas Holidays 2: Other working days during the Christmas holidays in Belgium

# Other

- **Align definitions by referring to other legal / regulated documents (§2):**
  - Electricity Law, System Operation Guidelines and Electricity Balancing Guidelines
  - ARP-contract, Balancing Rules, Access contract, ToE-rules
- **Remove all references to contracts > 1 year**
- **Remove section on Return to Market of power plants** : covered in Electricity Law (except for part reimbursement investment cost which is now integrated in §5.2.4 of the Functioning Rules)
- **Update text on process techno-economic selection (Elia conducts the techno-economic selection instead of proposes): §5.4**

## Next steps

- Functioning Rules will be submitted to CREG on Friday November 30<sup>th</sup>, 2018
- Modifications are indicated by track changes
  - Based on design proposals presented in the task force
  - Additional corrections and amendments following clean up with new Electricity Law (as presented) and review
  - Public Consultation by CREG and final decision in January 2019

# Procedure for Constitution 2019

---

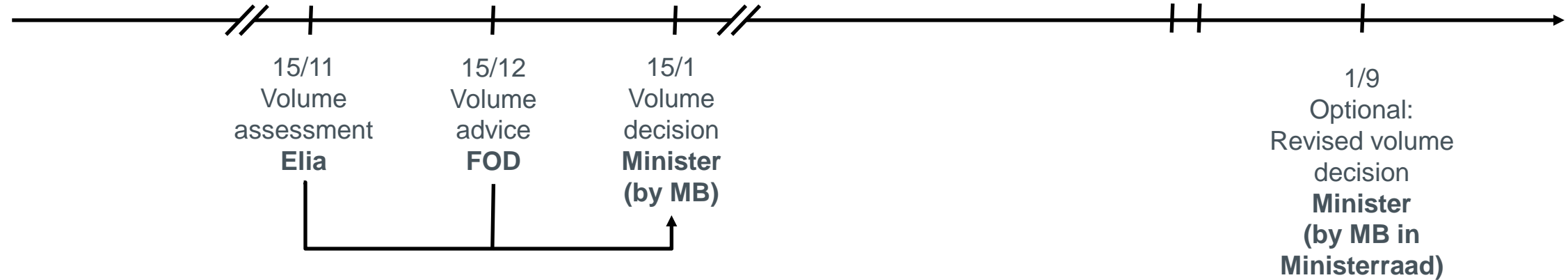
## Summary of most relevant changes PdC

- SR volume revision possible until 1/9 for the next winter
- No longer 3-yr contracts
- Significant change of tender process (mainly due to volume revision up to 1/9)
- Participation of emergency generators (as SDR) allowed
- SGR Divisibility
- Impact ToE on SDR

# Volume determination: overall process

## “Beforehand”:

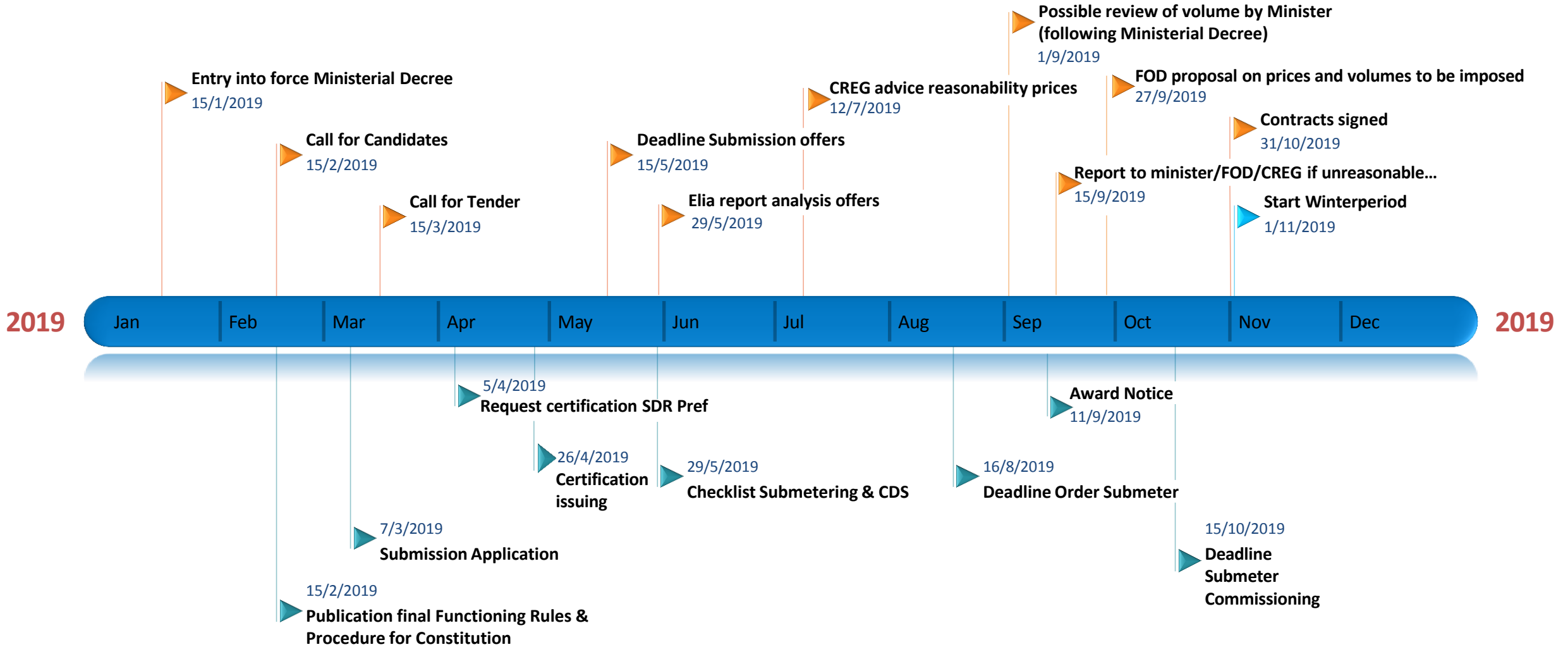
- Info FOD → Elia
- Elia consults GUs and CREG



## Remarks:

- Only **yearly volumes** are decided upon, the possibility to contract up to three years has been removed;
- The 1<sup>st</sup> of September is an optional revision, thus without the revision the volume determination on 15/01 is final;
- The revision can be **both up- and downwards** and can be considered in case: “*the circumstances with regard to the security of supply evolve to such an extent that the volume SR no longer corresponds to the criteria*”.

# Timeline 2019 (28.11.2018)





# Emergency Generators

- Emergency generators are allowed to participate and are to be considered as SDR (Art. 7quinquies §2 1°)
- **Certification:**
  - Candidate supplier has to specify for each delivery point the capacity in demand response, and the capacity in emergency generators
  - Elia's certification process will exclude emergency generators' capacity if:
    - An access point outside a consumption site
    - Generators with capacity significant higher as maximum consumption of the site (during previous 3 years)
    - Generators operating in parallel of the system more than 5 min per month (cfr. guidelines on requirements for generators).
    - Generators which cannot generate when disconnected from the grid.
    - Generators used for activities other as securing supply of the site (e.g. ancillary service or energy markets)
  - Elia's certification process will certify a capacity for emergency generators on a delivery point lower or equal as the rated power of the corresponding generators' rated capacity defined in the technical specifications.

# SGR Divisibility

- SGR offers should be divisible, taking into account technical characteristics (Art. 7quinquies §3bis)
  - E.g. divisible between  $P_{min}$  and  $P_{max}$  or with or without Steam Turbine
- This allows to create a strategic reserve that best meets the technical and economic criteria and to strengthen the level playing field between the demand side management and the production.

# Smaller PdC adaptations

- Introduction of ToE in SDR
  - As of 1/12 the rules for Transfer of Energie (ToE) enter into force → these rules also apply on SDR points
  - Since these rules also apply on the Simulation Test, an SDR-Candidate could be encountered with, the prerequisites have been included in the PdC, e.g.:
    - A positive average annual net offtake
    - BSP-GU declaration
    - Proof on Financial Agreement between de BSP and Supplier
    - Bank Guarantee
    - Annex update
  - Some of these prerequisites must be in order before a Simulation Test can be done
- Obligation (mandatory) to make an SGR-offer for (notified or actual) out-of-market units with installed capacity  $\geq 25\text{MW}$
- Possibility (voluntary) to make an SGR-offer for (notified or actual) out-of-market units with installed capacity  $\leq 25\text{MW}$

AOB

---

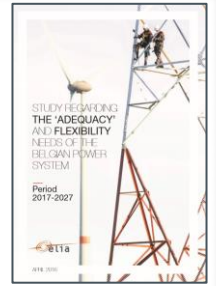
APR  
2016

## Adequacy & Flexibility

2017 - 2027



At the request of the Minister for Energy, an ad-hoc study covering the adequacy and flexibility of Belgium was published in April 2016. An Addendum (September 2016) requested by the authorities was also performed based on a large stakeholder consultation following the initial study.



JUL  
2018

## New legal requirement in the federal Electricity law:

Art. 7bis, §4bis: *“Uiterlijk op 30 juni van iedere tweejaarlijkse periode voert de netbeheerder **een analyse uit met betrekking tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de toereikendheid en de flexibiliteit van het land voor de komende tien jaar.** De basishypotheses en -scenario's alsook de methodologie die gebruikt worden voor deze analyse worden bepaald door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau en in overleg met de commissie.”*

**Memorie van toelichting:** *“De eerste versie van deze studie dient opgeleverd te worden voor 30 juni 2019.”*

JUN  
2019

## Adequacy & Flexibility

2020 - 2030



This study will thus be published before 30 June 2019 and will cover the timeframe of 2020 up to 2030.

Elia will involve stakeholders by launching a public consultation on scenarios and organizing a workshop on the methodology (will be planned in January 2019)