Strategischer Plan 2019-2023

INVESTITIONEN

ORES (OST)

STRATEGISCHER PLAN 2019-2023

INVESTITIONSPROGRAMM

STROMNETZ

GESCHÄFTSJAHRE 2017 & 2018 : BEWERTUNG UND ANPASSUNG

BUDGET 2019-23

Inhaltsverzeichnis

1. Vorwort 4

2. Beschreibung der bestehenden Infrastruktur 4

2.1. Zahlenangaben – Situation der Netze per 31. Dezember 2017 4

2.2. Alterspyramide 8

3. Stand der Verwirklichungen des Vorjahres (2017) 9

4. Aktualisierung der laufenden Pläne (2018) 10

4.1. Das endgültige Investitionsbudget für 2018 10

4.2. Stand per 30. Juni 2018 11

5. Anpassungsplan 2019-2023 12

5.1. Kapazitätsbedarf 12

5.1.1.1. Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und der möglichen daraus entstehenden Lastspitzen 12

5.1.1.2. Versorgungsanlagen HS/MS 12

5.1.1.3. Feeder und andere Austauschstellen zwischen Netzen 13

5.1.1.4. Die Verteilerkabinen und -transformatoren 14

5.1.2. Neue Erzeuger und Verbraucher 14

5.1.2.1. Neue vorrangige Erzeuger 14

5.1.2.2. Neue Industrie-Großkunden 15

5.1.2.3. Neue Industriegebiete oder größere Wohnsiedlungen 15

5.1.2.4. Kleine Erzeuger mit max. 10 kVA 15

5.1.2.5. Neue Erzeuger, die nicht ins Netz einspeisen 16

5.1.3. Überlastungsprobleme 16

5.1.4. Probleme durch Spannungsabfall oder Überspannung 16

5.1.5. Anpassungen nach ungeplanten Unterbrechungen 16

5.1.5.1. Unterbrechungen im NS-Netz 16

5.1.5.2. Unterbrechungen im MS-Netz 16

5.1.6. Qualität der Spannungskurve 17
5.2. Weitere zu berücksichtigende Aspekte 17
5.2.1. Ersatz wegen Veralterung 17
5.2.2. Interventionen aus Gründen der Sicherheit 19
5.2.2.1. Allgemeine Sicherheit 19
5.2.2.2. Sicherheitsabstände 19
5.2.2.3. Sicherheit der Kabinen (K.E. 04/12/2012) 19
5.2.3. Umwelt 20
5.2.3.1. Allgemeine Politik 20
5.2.3.2. Spezifische Maßnahmen 20
5.2.4. Harmonisierung der Spannungspläne 21
5.2.5. Parallele zu den Investitionen von ELIA 21
5.2.6. Verbesserung der Effizienz 21
5.2.6.1. Effizienz des Netzes 21
5.2.6.2. Energieeffizienz 22
5.2.6.3. Reduzierung der technischen Verluste 22
5.2.6.4. Senkung der administrativen Verluste 28
5.2.7. Austausch der Zähler 30
5.2.7.1. Standard-Zähler 30
5.2.7.2. Budgetzähler 30
5.2.7.3. « Intelligente » Zähler 30
5.2.8. Entwicklung in Richtung « intelligente » Versorgungsnetze 31
5.2.9. Anfragen für die Flexibilitätsaktivierung 37
5.2.10. Elektromobilität 38
6. Liste der geplanten namentlichen Arbeiten und Haushaltsbewertung pro Projekt 38
7. Schemas 38
8. Synthese 39
Leistungsindikatoren 43

1. Vorwort

Dieser Teil befasst sich mit :

- der Investitionslage zum Ende des Jahres 2017,
- dem Entwicklungsstand der für 2018 vorgesehenen Investitionen,
- dem Investitionsprogramm, das hauptsächlich auf dem Anpassungsplan 2019-2023 für Strom beruht.

Dieser Plan wurde der regionalen Regulierungsbehörde (CWaPE) entsprechend Artikel 32 der technischen Regelung für Strom (Erlass der wallonischen Regierung vom 24. Mai 2007) im Mai 2018 vorgelegt.

2. Beschreibung der bestehenden Infrastruktur

2.1. Zahlenangaben – Situation der Netze per 31. Dezember 2017

				Quantität (geografische Länge oder Einheit)	Kumulierte Leistung in MVA
Unterirdisches Netz	HS-Netz (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km		
	MS-Netz		Km	960,043	
	NS-Netz (ÖB nicht einbegriffen)		Km	804,869	
	Zwischensumme Unterirdisches Netz		Km	1.765,000	
Freileitungsnetz	HS-Netz (30 kV ≤ U < 70 kV)		Km		
	MS-Netz		Km	260,069	
	NS-Netz (ÖB nicht einbegriffen)		Km	1.037,611	
	Zwischensumme Freileitungsnetz		Km	1.298,000	
Umspannwerke	Verbundstellen ELIA-Netz (Anzahl MS-Zellen in den Unterwerken)		St	73	
	Unterwerke / PODE ORES Ost		St		
	Rundsteuerungsempfänger		St	7	
	Zwischensumme Unterwerke		St	80	
MS-Kabinen	MS-Kunden		St	275	
	ORES Ost	Bodenstationen	St	810	
		Mast-Transformatorenstationen (MTS)	St	369	
		Sonstige Kabinen	St	54	
	Zwischensumme MS-Kabinen		St	1.508	
Kundenanschlüsse (Entnahme)	HS (70/36/30 kV)		St		
	Trans-MS		St	11	
	MS		St	324	
	Trans-NS		St	342	
	NS		St	58.900	
	Zwischensumme Kundenanschlüsse		St	59.577	

Anschlüsse VNN	P ≤ 10 kVA			St	8.135	50,000
	10 kVA < P ≤ 250 kVA			St	45	4,000
	250 kVA < P ≤ 5 MVA			St	9	9,000
	5 MVA < P ≤ 25 MVA			St	7	67,000
	25 MVA < P			St	0	0,000
	Zwischensumme Anschlüsse VNN			St	8.196	130,000
Verbundstellen	mit ELIA			St	7	
	mit anderen VNB			St	1	
	Zwischensumme Verbundstellen			St	8	
Die Transformatoren von ORES Ost	HS/MS			St		
	MS/MS			St	1	10,000
	MS/NS			St	1.198	267,000
	Zwischensumme Unterwerke			St	1.199	277,000
Zähler	HS	AMR		St		
		Grenzstellen mit anderen VNB		St		
	MS	AMR		St	367	
		MMR		St	294	
		Grenzstellen mit anderen VNB		St	13	
	NS	AMR		St	7	
		YMR	Aktive	St	60.181	
			Inaktive / versiegelt geschlossen	St	679	
		Budget	Budgetzähler mit aktivierter Vorauszahlungsfunktion und mit aktivierter Leistungsbegrenzung	St	97	
			Budgetzähler mit aktivierter Vorauszahlungsfunktion aber ohne aktiverter Leistungsbegrenzung	St	585	

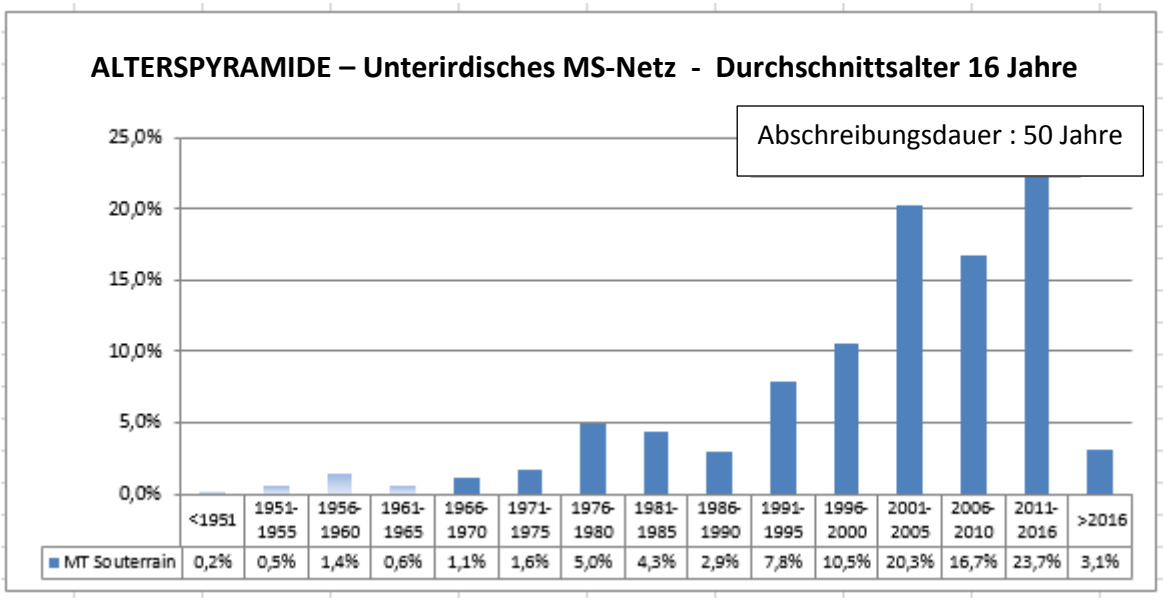
			In Betrieb aber ohne aktivierter Voraus-zahlungsfunktion (Funktion wie klassischer Zähler)	St	1.338	
		Kommunizierende / intelligente (einfache AMR ausgeschlossen)		St	1	
		Grenzstellen mit anderen VNB		St	0	
	Zwischensumme Zähler			St	61.528	
Kontrolle/Übertragung	Telefonkabel			Km	90,691	
	Glasfaser-Leerrohre			Km	Nicht verfügbar	
	Glasfaser			Km	30,000	
	Fernüberwachte Unterwerke / VNB-Kabinen			St	160	
	Fernüberwachte Kundenkabinen			St	11	
	RTU in Betrieb	Beim VNN		St	2	
		ORES Ost		St	136	
	Ferngesteuerte Schutzschalter			St	335	
	Messpunkte Netzqualität (EN 50160)			St	8	
	Sonstige Messpunkt Netz unter Spannung			St	Nicht verfügbar	
	Sonstige Messpunkt Netz unter Strom			St	Nicht verfügbar	
Flexibilität	Flexible Verteilerleistungsnutzer N-1 (0 sec – ohne Ausgleich)			St	3	21,130
	Flexible Verteilerleistungsnutzer, modulierbar	Mit vollständigem oder teilweisem Ausgleich		St	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
		Ohne Ausgleich		St	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
	Sonstige flexible aktive Kunden (R1/R3DP/SDR)			St		
	Zwischensumme Flexibilität			St	3	21,130

2.2. Alterspyramide

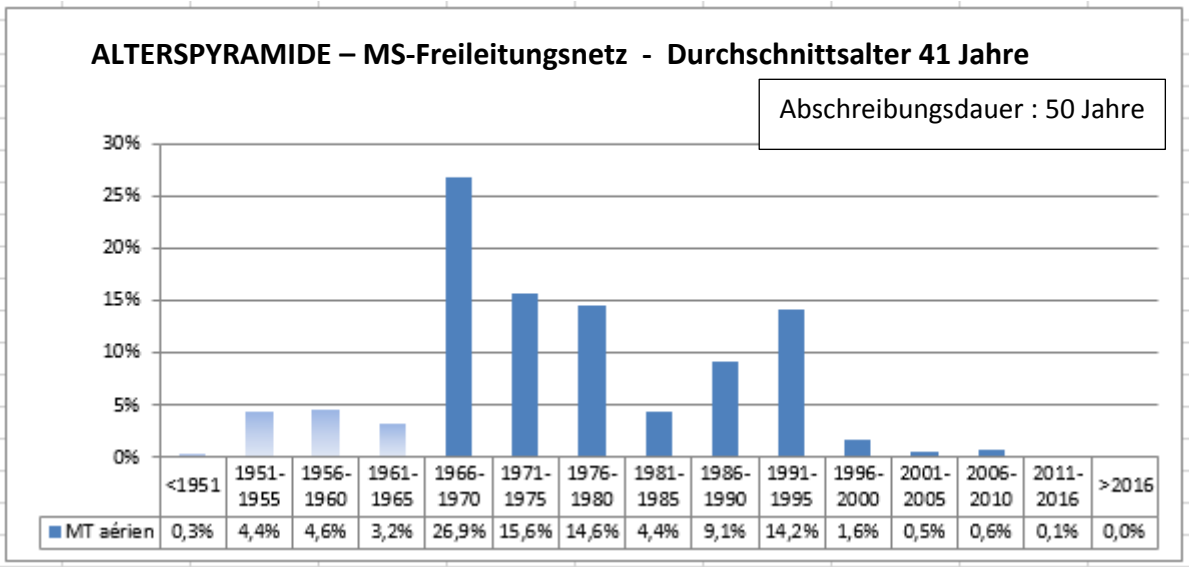
Alterszustand der MS-Infrastruktur.

Nachstehende Informationen stellen die uns zur Verfügung stehende Bestandsaufnahme dar. Ein Programm zur Verbesserung der Daten wird zur Zeit durchgeführt und erstreckt sich über mehrere Jahre.

Ores (Est)	MT Souterrain	Aluminium	Cuivre
	%	% Alu	% Cu
<1951	0,2%	0%	0%
1951-1955	0,5%	0%	1%
1956-1960	1,4%	0%	1%
1961-1965	0,6%	0%	1%
1966-1970	1,1%	0%	1%
1971-1975	1,6%	1%	1%
1976-1980	5,0%	4%	1%
1981-1985	4,3%	3%	1%
1986-1990	2,9%	3%	0%
1991-1995	7,8%	8%	0%
1996-2000	10,5%	10%	0%
2001-2005	20,3%	20%	0%
2006-2010	16,7%	17%	0%
2011-2016	23,7%	24%	0%
>2016	3,1%	3%	0%
Somme		**93%**	**7%**



Ores (Est)	MT aérien	Aluminium	Cuivre	Almelec
	%	% Alu	% Cu	% Alm
<1951	0,3%	0,0%	0%	0%
1951-1955	4,4%	0,0%	4%	0%
1956-1960	4,6%	0,0%	5%	0%
1961-1965	3,2%	0,0%	2%	1%
1966-1970	26,9%	0,0%	0%	27%
1971-1975	15,6%	0,0%	0%	16%
1976-1980	14,6%	0,0%	0%	15%
1981-1985	4,4%	0,0%	0%	4%
1986-1990	9,1%	0,0%	0%	9%
1991-1995	14,2%	0,0%	0%	14%
1996-2000	1,6%	0,0%	0%	2%
2001-2005	0,5%	0,0%	0%	0%
2006-2010	0,6%	0,0%	0%	1%
2011-2016	0,1%	0,0%	0%	0%
>2016	0,0%	0,0%	0%	0%
Somme		**0%**	**11%**	**89%**



3. Stand der Verwirklichungen des Vorjahres (2017)

Der Stand der Verwirklichungen per 31.12.2017 ist im **Tätigkeitsbericht 2017** aufgeführt, der unter nachstehendem Link verfügbar ist : https://www.ores.be

Siehe außerdem die beigefügten Tabellen des Anpassungsplans :

- « Tabelle 1 : Global – Haushaltsposten »
- « Tabelle 2 : Bilanz nominative und nicht nominative Posten »

4. Aktualisierung der laufenden Pläne (2018)

4.1. Das endgültige Investitionsbudget für 2018

	ORES Ost
E	11.392.737,02
A	6.112.894,26
Kabine	1.935.818,64
NS-Zähler	235.093,82
MS-Zähler	47.665,62
GWV	148.469,90
Umspannwerk / Unterwerk	15.000,00
NS-Netzanschluss	292.165,76
NS-Netz	1.169.067,90
MS-Netz	2.269.612,62
B	5.279.842,76
Kabine	796.838,44
NS-Zähler	407.670,25
MS-Zähler	47.665,62
Umspannwerk / Unterwerk	50.000,00
NS-Anschluss an Kabine	41.070,59
NS-Anschluss an Netz	696.992,34
MS-Anschluss	68.475,00
NS-Netz	1.490.597,46
MS-Netz	1.680.533,06
Insgesamt	**11.392.737,02**

4.2. Stand per 30. Juni 2018

Verlaufskontrolle des Investitionsbudgets ORES (Ost) per Ende Juni 2018

Cible budgétaire = 50 %	à fin 06-2018
ORES (Est)	
Total Brut	***6.324,2***
Postes	29,1
Réseau MT	2.135,8
Raccordements et compteurs MT	170,2
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.657,6
Réseau BT	1.262,4
Raccordements et compteurs BT	815,5
Compteurs à budget	127,5
Coût des installations hors infrastructure	126,2
Intervention clientèle	***-1.280,1***
Postes	-8,4
Réseau MT	-252,6
Raccordements et compteurs MT	-102,6
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	-115,5
Réseau BT	-272,3
Raccordements et compteurs BT	-524,6
Compteurs à budget	-4,0
Coût des installations hors infrastructure	
Total Net	***5.044,2***
Postes	20,7
Réseau MT	1.883,2
Raccordements et compteurs MT	67,6
Cabines de dispersion et de transformation MT/BT	1.542,1
Réseau BT	990,2
Raccordements et compteurs BT	290,9
Compteurs à budget	123,4
Coût des installations hors infrastructure	126,2

5. Anpassungsplan 2019-2023

5.1. Kapazitätsbedarf

ELIA schätzt gemäß eines unternehmenseigenen Modells (s. Anpassungsplan ELIA) auf der Grundlage der von ORES Assets übermittelten Daten zur natürlichen Entwicklung des Verbrauchs und der offiziellen Nachfrage der Industriekunden, dass an den Umspannwerken von 2019 bis 2023 eine jährliche durchschnittliche Steigerung der Spitzenlast von weniger als **1 %** zu erwarten ist (siehe Tab (4)1.1.1.a) des Adaptationsplans).

Für die Entwicklung des Betriebsaufwands gehen wir, bei stabiler Lage, von einer durchschnittlichen Rate von 1 % aus.

Im Jahr 2017 lag die von ORES (OST) festgestellte Steigerung durchschnittlich bei unter **0,5 %**.

Auf dieser Grundlage gehen wir unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge von einem Steigerungswert für die Feeder von **1 %** pro Jahr aus (siehe Tabelle zur Entwicklung der Last pro Feeder Tab (4.) 1.1.2 im Anhang an den Anpassungsplan).

ORES (OST) sieht für nicht geplante Arbeiten an HS und NS großzügig bemessene Mittel vor, die im Rahmen dieser Belange in jedem Geschäftsjahr erforderlich werden (Projekt Nr. 7637).

5.1.1.1. Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und der möglichen daraus entstehenden Lastspitzen

5.1.1.2. Versorgungsanlagen HS/MS

a) Garantierte Leistung bei Entnahme

Garantierte Leistung bei Entnahme : in der Anlage (**Tab (4)1.1.1.a)** finden sie eine Auflistung der Versorgungsanlagen mit den von ELIA garantierten Leistungen (Sn-1 in der Tabelle) und die durch ELIA erstellte Entwicklung der Lasten, mit der entsprechenden Analyse**.**

Es werden keine Sättigungsprobleme bei der Entnahme festgestellt.

b) Garantierte Leistung beim Einspeisen in das (lokale) Übertragungsnetz

Maximale Einspeisekapazität : die in Anlage des Anpassungsplans aufgeführte Tabelle (Tab (4) 1.1.1.b) führt pro Umspannwerk Informationen zur Einspeisekapazität durch ORES Assets in das Netz von ELIA auf, sowie zum verfügbaren Saldo, unter Berücksichtigung der sich bereits in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen oder für die eine Leistungsreservierung im Sinne von Artikel 85 § 2 der technischen Regelung erfolgt ist (d.h. Faktor A eingezahlt).

Diese Tabelle zeigt die Aufnahmekapazitäten der Produktionseinheiten, die an das von einem Umspannwerk abhängende Verteilernetz angeschlossen werden können.

Wir unterscheiden zwei Arten :

- die « bedingungslose Kapazität » : die Leistung kann ohne besondere Auflage in Verbindung mit dem Übertragungs- und/oder Verteilernetz gewährt werden ;

- die « bedingte Kapazität » : die Leistung kann unter gewissen Bedingungen in Verbindung mit der Struktur oder dem Zustand des Übertragungs- und/oder Verteilernetzes gewährt werden.

Es sei bemerkt, dass diese beiden Kapazitäten nicht gleichzeitig auftreten können, da diese von der Betriebsart des Umspannwerks abhängen.

Die « bedingte Kapazität » wird nur dann mitgeteilt, wenn sie klar identifiziert und zur Verfügung gestellt wurde. Sind diese beiden Bedingungen nicht erfüllt, bleibt der Wert « bedingte Kapazität » gleich Null.

Dies bedeutet demnach nicht, dass ein neuer Anschluss unmöglich ist, wohl aber dass er einer vollständigen Analyse, sowohl vonseiten des ZNB – ZNB/L sowie ORES Assets, unterzogen werden muss.

Der für die Einspeisekapazität aufgenommene Wert ist der von ELIA gemäß folgender Formel festgelegte Wert: Nennleistung des größten Transformators x Spannungsbegrenzungskoeffizient + Übergang der Station (minimale viertelstündliche Leistung des Umspannwerks in Richtung Verbrauch, auf ein Jahr gerechnet).

Auf Basis dieses Werts sind die Umspannwerke in Amel, Bévercé, Bütgenbach und Sankt Vith gesättigt.

Im Umspannwerk von Bévercé ist der bedingte Saldo negativ. Dies ist nicht durch die Transformatoren, sondern durch das HS-Netz von ELIA bedingt. Ost-Schleife.

Mit der Zeit könnten im Umspannwerk von Eupen Platzprobleme auftreten, dies je nach den Einspeisungsanträgen.

5.1.1.3. Feeder und andere Austauschstellen zwischen Netzen

Die Höchstbelastungen der Abgänge in den Umspannwerken und Unterwerken mit Fernüberwachung werden in der Anlage des Anpassungsplans unter „Tab (4.) 1.1.2“ angegeben. Diese Informationen werden jährlich von der Leitzentrale für die Verteilung in Namur ausgegeben.

Die im Winter 2017/2018 gemessenen Werte wurden für den Winter 2023/2024 mit der Hypothese der oben angegebenen jährlichen Erhöhung hochgerechnet.

Angesichts der berücksichtigten Wachstumsannahme (sicherheitshalber 1 %) und der unveränderten Konfiguration des Netzes sollte im Jahre 2023 kein Abgang zu einer Verteilerkabine eine Last von mehr als 66 % des Regelwerts für den Leistungsschutzschalter überschreiten.

Jedes Jahr erfolgt in der kalten Jahreszeit, der Periode mit der höchsten Last, eine Feststellung der Lasten für alle Feeder. Die Ergebnisse werden ausgewertet, um festzustellen, ob möglicherweise die maximale Kapazität eines Feeders erreicht wurde.

***NB**: Cette année, les mesures d'intensité ont été réalisées le 05 février 2018. La température moyenne était de 0,8°C contre 1,1°C le 30 janvier 2017.*[1]

Austausch zwischen Netzen

Siehe Tab (4.) 1.1.2. des Anpassungsplans : die am Austausch mit den benachbarten Verteilernetzen beteiligten Feeder sind grün markiert..

5.1.1.4. Die Verteilerkabinen und -transformatoren

Seit rund zehn Jahren werden Trafostationen mit Maximum-Strommessern ausgestattet, die ermöglichen, die Entwicklung der Last nachzuverfolgen. Bei anderen Kabinen kann über die abhängig von der Last erfolgte Wahl der Sicherungsvorrichtungen ebenfalls eine Überwachung gewährleistet werden, die eine korrekte Anpassung des Netzes zum Vorbeugen von Überlastungen ermöglicht. Bei Einrichtung von technischen Lösungen aufgrund des Leistungsbedarfs wird die Last der Transformatoren berücksichtigt und der Transformator bei Bedarf durch einen leistungsstärkeren Transformator ersetzt.

Im Bedarfsfall sind Änderungen am Transformator oder der Ersatz der Trafostation oder der Mast-Trafostation vorgesehen (nicht nominatives Projekt Nr. 7637).

Eine vorsorgliche Bereitstellung von Mitteln für die im Rahmen von Parzellierungsprojekten, Häuserbau … neu einzurichtenden Kabinen ist vorgesehen (Projekt Nr. 7637).

5.1.2. Neue Erzeuger und Verbraucher

5.1.2.1. Neue vorrangige Erzeuger

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie werden in der Anlage Tab (4) 1.2.1 des Anpassungsplans aufgeführt.

Für bestimmte Umspannwerke befinden sich Anträge in der Warteschleife.

Erzeugungseinheiten für grünen Strom

Hinsichtlich der Anschlussanträge für die Umspannwerke von Amel, Bévercé, Bütgenbach und Sankt Vith hängt die Umsetzbarkeit von der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ab. ELIA hat bedeutende Arbeiten in Angriff genommen, um die Kapazität ihrer HS-Leitungen in diesem Gebiet zu erhöhen.

Sollte ein Kunde eine detaillierte Studie wünschen, überprüfen wir die Machbarkeit mit ELIA : ist die Kapazität aktuell nicht verfügbar, setzen wir sein Dossier auf die Warteliste bis eine Lösung möglich ist.

Die durch ELIA unternommenen Arbeiten und der Erlass der Wallonischen Regierung über die Flexibilität müssten es ermöglichen, diese Warteliste in Zukunft aufzuheben.

[1] https://www.meteo.be/meteo/view/fr/29190133-Janvier+2017.html

Für diesen Zweck sind vorsorglich die nötigen Mittel vorgesehen (Projekt Nr. 7657).

5.1.2.2. Neue Industrie-Großkunden

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie werden in der Anlage Tab (4) 1.2.2 des Anpassungsplans aufgeführt.

Sämtliche in dieser Rubrik aufgenommenen Dossiers werden aufgrund der derzeit nicht verfügbaren detaillierten Daten in die „nicht nominativen“ Baustellen integriert (Projekt Nr. 7655).

5.1.2.3. Neue Industriegebiete oder größere Wohnsiedlungen

Die Details zu laufenden Projekten oder deren Studie werden in der Anlage Tab (4) 1.2.3 des Anpassungsplans aufgeführt.

Ein SPI-Verfahren wird angewendet, um diese besonderen Dossiers zu bearbeiten, welche die von der Wallonischen Region aufgestellten Subventionsbedingungen erfüllen. Aufgrund dessen wurde kein nominatives Budget vorgesehen.

Für die erforderlichen Anpassungen sind vorsorglich die nötigen Mittel vorgesehen (Projekt Nr. 7656).

5.1.2.4. Kleine Erzeuger mit max. 10 kVA

Aktuell gibt es nur wenig Beschwerden bezüglich der Qualität der Versorgungsspannung, außer einigen seltenen Einzelfällen, die schnell entweder mithilfe kleiner Anpassungen (Änderung der Unterbrechungsstellen, …) oder durch Einsetzen stärkerer Infrastrukturen (Verdopplung der NS-Stromkreise, ...) gelöst werden konnten.

Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Qualität der Spannung nicht bereits an bestimmten Orten vermindert ist, ohne dass dies Auswirkungen auf einen anderen Nutzer des Netzes zeigt und somit keine Beschwerde auslöst. Wir bleiben hinsichtlich dieser Problematik sehr aufmerksam.

Ein nicht nominatives Projekt ist zu diesem Zweck im Anpassungsplan vorgesehen (Begründung E.2.1: Ersatz veralteter Leitungen => Projekt Nr. 7663).

<u>Photovoltaik-Erzeugungsanlagen</u>

Strom aus Photovoltaikanlagen betrifft am 01.01.2018 **14,2 %** der EAN mit Niederspannung.

Angesichts der Überarbeitung der Anreize ist es schwierig, die Entwicklung des Marktes vorauszusehen.

Derzeit können keine Aussagen bezüglich zukünftiger Anschlüsse von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kWc im Niederspannungsnetz getroffen werden.

Auf Grundlage praktischer Beispiele vor Ort werden Simulationen durchgeführt, um zu bestimmen, ab welchem Anteil Photovoltaikanlagen Probleme mit Spannungsschwankungen entstehen werden. Dies wird an mehreren, häufig eingesetzten Niederspannungs-Netzarten geprüft.

Aufgrund des erwarteten geringen Anteils (z. B. Mini-Windrad) oder ihrer Eigenschaften (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung-Kleinstanlagen) werden Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kWc aus einer anderen Branche kurz- und mittelfristig keine Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze haben.

5.1.2.5. Neue Erzeuger, die nicht ins Netz einspeisen

Siehe Anlage (4.)1.2.5. des Anpassungsplans.

5.1.3. Überlastungsprobleme

Unter Überlastung versteht man die Unmöglichkeit, die Last aufzunehmen, wenn die normale Versorgung nicht mehr verfügbar ist.

Jeder größere Antrag wird während der Studienphase mit einer Computersimulation in einer Situation n-1 geprüft und ermöglicht so, die Entwicklung der Last vorauszusehen und Überlastungsprobleme zu vermeiden. Einzelstudien zur Entwicklung der Netzbelastung werden mithilfe des Programms Neplan durchgeführt. Es besitzt eine Schnittstelle zu unseren verschiedenen Datenbanken (Proélé, Netgis …).

Bei länger anhaltenden Zwischenfällen an Stichleitungen werden Generatoren gemäß den in der technischen Regelung vorgesehenen Bedingungen aufgestellt.

Derzeit gibt es keine Probleme.

5.1.4. Probleme durch Spannungsabfall oder Überspannung

Die meisten kundenseitigen Beschwerden betreffend einen Spannungsabfall sind unbegründet (Normen eingehalten oder das Netz des Verteilernetzbetreibers nicht betroffen) oder ziehen unverzüglich Korrekturmaßnahmen nach sich.

Entscheidende Kriterien für ORES (OST) sind diejenigen, die in der Norm EN 50160 aufgeführt sind.

Außerdem werden gegebenenfalls erforderliche Arbeiten meist innerhalb desselben Jahres ausgeführt und sind durch die entsprechend im Anpassungsplan (Projekt Nr. 7662) vorgesehenen Mittel abgedeckt.

Die vollständige Liste der Beschwerden ist im Qualitätsbericht aufgeführt.

5.1.5. Anpassungen nach ungeplanten Unterbrechungen

5.1.5.1. Unterbrechungen im NS-Netz

Die Tabelle mit den Störungen im NS-Netz (aufgrund äußerer Bedingungen (Dritte, …), Unwetter und eigentliche Netzkomponenten) je Einheit befindet sich im Qualitätsbericht.

5.1.5.2. Unterbrechungen im MS-Netz

Die Tabelle mit der Anzahl von Vorkommnissen, die auf MS-Abschnitten innerhalb der letzten drei Jahre aufgetreten sind, liegt dem Qualitätsbericht bei.

5.1.6. Qualität der Spannungskurve

Derzeit ist kein Problem mit der Spannungskurve in den Netzen von ORES (OST) bekannt. Von ORES (OST) auf den 15 kV-Sammelschienen in den ELIA-Stationen installierte Messgeräte (QWAVE) ermöglichen die kontinuierliche Überwachung der Qualität der Spannungskurve. Wir verfügen ebenfalls über ein tragbares Aufzeichnungsgerät für Analysen beim Kunden.

Derzeit zeigen die Analysen keine Anzeichen hinsichtlich eines latenten Problems bei der Qualität der Spannungskurve in den Mittelspannungsnetzen.

Details zu diesen Informationen sind im Qualitätsbericht aufgeführt.

Es wurden keine Flicker-Probleme gemessen.

5.2. Weitere zu berücksichtigende Aspekte

5.2.1. Ersatz wegen Veralterung

HS-Umspannwerk :

Nichtig

MS-Netz :

Das MS-Netz ist wie folgt unterteilt :

Freileitungsnetz	Unterirdisches Netz	Insgesamt
260 km	960 km	1.220 km
21 %	79 %	100 %

Der größte Teil der Renovierungsarbeiten betrifft den Ersatz veralteter MS-Freileitungen der ersten Generation. Eine detaillierte Analyse hat es ermöglicht, einen Einsatzplan entsprechend den Prioritäten (Alter, Abschaltungen,…) aufzustellen.

Leitungen mit „Almelec“-Leiter, die im Allgemeinen vom Typ „semi-horizontale Anordnung“ und aktuellerer Bauweise sind, gehören nicht zu einem Programm, bei dem systematisch alle Leitungen unterirdisch verlegt werden. Für diese Leitungen wird von Fall zu Fall eine Analyse vorgenommen, ob eine unterirdische Verlegung erforderlich ist (Beispiel: gemeinsame Bauarbeiten, Bauarbeiten Dritter, Nähe zu Wohngebäuden, anormaler Verschleiß). Für diesen Zweck sind die nötigen Mittel vorgesehen (Projekt Nr. 7659). Veraltete Kabinen, die von diesen Anlagen versorgt werden, werden ebenfalls ersetzt (Bodenkabinen).

Für die Anpassung dieser MS-Freileitungen decken die vorgesehenen Mittel die Überarbeitung moderner Anlagen ab, um zu gewährleisten, dass eine mechanische Nutzung unter sicheren Bedingungen erfolgt (Ersetzen der Ösen) (Projekt Nr. 7658).

Kabinen :

Bei Ablauf der Lebensdauer werden die Ausrüstungen der Kabinen ersetzt. Für diesen Zweck sind die nötigen Mittel vorgesehen (Projekt Nr. 7660).

NS-Netze :

Das NS-Netz ist wie folgt unterteilt :

Freileitungsnetz	Unterirdisches Netz	Insgesamt
1.038 km	805 km	1.843 km
56 %	44 %	100 %

Bei ORES Ost gibt es keine freiliegenden Kupferleitungen mehr.

Allerdings sind Rückstellungen vorgesehen für kleinere Anpassungsarbeiten und für die Durchführung derzeit nicht vorgesehener Arbeiten (Projekt Nr. 7663).

Um eine stetige Verbesserung unserer Datenbanken zu gewährleisten, konnten wir dank Neuentwicklungen in der IT-Branche unsere technischen Datenbanken (PROELE) mit der Kartographie (ENERGIS/NETGIS) synchronisieren, eine Kartographie, die den bestbekannten Zustand des NS-Netzes bei ORES darstellt.

Aufgrund dessen basieren die in den Anpassungsplänen 19-23 und in den Qualitätsberichten 2017 übernommenen Inventare der NS-Netzlängen auf den Längen aus ENERGIS/NETGIS.

Synthese der Netzlängen freiliegender Kupferleitungen :

Stand per 31. Dezember des Jahres N-1 (31/12/2017)	Mittelspannungsnetz*			Niederspannungsnetz**		
	MS Freileitung	MS unteridisches Netz	Insgesamt MS	NS Freileitung	NS unterirdisches Netz	Insgesamt NS
Gesamt-Netzlänge (km)	260	960	1.220	1.038	805	1.843
Netzlänge freiliegender Kupferleitungen (km)	36	0	36	0	0	0
Davon Kupferleitungen mit geringem Querschnitt oder sehr veraltet (km)	26	0	26	0	0	0
Durchschnittlicher Ersatz freiliegender Kupferleitungen (km/Jahr)	**3**	0	**3**	**0**	0	**0**

** Angaben aus dem Bericht Zentralsitz von NetGIS*
*** Angaben aus AM Tool*

5.2.2. Interventionen aus Gründen der Sicherheit

5.2.2.1. Allgemeine Sicherheit

Kontrollbesuche des externen technischen Kontrolldienstes:

Gemäß den Vorschriften der Allgemeinen Verordnung über den Schutz am Arbeitsplatz (RGTP - Art. 262) und der Allgemeinen Vorschrift für elektrische Anlage (RGIE - Art. 272) führt der SECT jährliche Kontrollprüfungen aller Schalt-, Verteiler- und Streckentrennungskabinen durch.

Über diese Prüfungen werden Protokolle erstellt, in denen die Feststellungen und Verstöße verzeichnet werden.

Für alle bisher nicht bekannten Anpassungen und Sicherheitsmaßnahmen an Anlagen infolge zukünftiger Prüfungen des SECT ist ein Budget vorgesehen (Projekt Nr. 7643).

5.2.2.2. Sicherheitsabstände

Das für diese Arbeiten vorgesehene Budget ist dasselbe wie für die Netzanpassungen im Anschluss an die Kontrollbesuche des SECT (Projekt Nr. 7643).

5.2.2.3. Sicherheit der Kabinen (K.E. 04/12/2012)

Politik der Normanpassung der Kabinen :

Seit 2009 wird bei allen Kabinen eine Analyse des jeweiligen Risikos *in situ*[2] durchgeführt.

Aufgrund dieser Risikoanalyse kann ORES Assets gezwungen sein, das eingesetzte Material teilweise oder ganz zu ersetzen. Dies ist insbesondere bei den Kabinen der Fall, die mit einem sogenannten offenen Material ausgestattet sind (Haupt- und Trennschalter mit oder ohne Schutzvorrichtung).

Die bei dieser Gelegenheit gesammelten Informationen enthalten genaue Angaben zum Zustand der Anlagen wie auch zum Betriebszustand (Auftreten von Feuchtigkeit oder Staub, Stromstärke …) womit sich die festzulegenden Prioritäten korrekt und objektiv aufgrund von Messungen bewerten lassen und damit auch die optimale Nutzung der zugeteilten Ressourcen.

- **Erzielte Ergebnisse für die sich in Betrieb befindlichen ORES-Kabinen** :

Stand per 11/04/2018			Anzahl Ausrüstungen des VNB	
			Bodenkabinen	MTS
Gesamtanzahl des VNB (außer Kundenausrüstungen)			862	365
Gesamtanzahl VNB geprüft			743	364
Schlussfolgerungen der Analyse	grün	konform	350	147
	orange	nicht konform aber nicht bedenklich	387	217
	rot	nicht konform aber bedenklich (prioritäre Instandsetzung)	6	0

Legende

[2] Eine entsprechende EDV-Anwendung – auf mobilem Gerät – wurde zu diesem Zweck entwickelt. Die erwartete Leistungsfähigkeit und der Gefährdungsgrad der Trennvorrichtungen werden anhand von Ultraschall gemessen.

Licht	Bedeutung	Zu ergreifende Vorsichtsmaßnahmen
Grün	Schwaches Risiko	Gewöhnliche Sicherheitsvorkehrungen
Orange	Mittleres Risiko	Besondere Maßnahmen zu ergreifen
Rot	Hohes Risiko oder Betrieb aus Gründen der Aufrechterhaltung des Betriebs verboten	STOP außer auf Anordnung der Vorgesetzten unter Anwendung einer prioritären Korrekturmaßnahme oder Gerät darf nur ohne Strom geschaltet werden

Unser Bestreben ist es, 25 Kabinen pro Jahr in Stand zu setzen. Dieses neue Ziel ist sehr ehrgeizig und wird Anfang 2019 je nach den 2018 durchgeführten Instandsetzungen angepasst werden.

- **Verbleibende zur prüfende Kabinen :**

Anzahl nicht geprüfter Kabinen	Bodenkabinen	Freiluft-Kabinen[3]	Insgesamt
ORES (Ost)	119	1	120

Umspannwerke – Bestandsaufnahme :

Siehe Anlage Tab (4)1.1.1.b des Anpassungsplans. Die Renovierung der Umspannwerke läuft und erfolgt in Abstimmung mit den Arbeiten von ELIA.

5.2.3. Umwelt

5.2.3.1. Allgemeine Politik

Die Umweltpolitik bei den MS-Leitungen (Punkt 3) entspricht dem Wunsch des Gesetzgebers im Bereich Umweltschutz. Die Erweiterungen der Netze werden mit unterirdischen Kabeln durchgeführt. Gegebenenfalls kann je nach Umständen eine Ausnahmeregelung beantragt werden.

Außerdem befragen wir im Rahmen umfangreicher Arbeiten zur Verlegung von MS-Kabeln die Gemeinden, um ihren Wünschen unter anderem in Bezug auf Niederspannungsnetze Rechnung zu tragen (unterirdische Verlegung mit Instandsetzung der Anschlüsse, Anbringung Fassade …).

Im NS-Bereich werden die Wohngebiete unterirdisch angeschlossen, einschließlich gegebenenfalls der Anpassung der Nachbarnetze. Die Ausdehnungen in Stadtgebieten und halbstädtischen Gebieten sind mit unterirdischer Verlegung vorgesehen. Je nach den Umständen wird gegebenenfalls eine Ausnahmeregelung beantragt.

5.2.3.2. Spezifische Maßnahmen

Um auf Antrag der Gemeindebehörden verschiedene Arbeiten durchzuführen, aufgrund derer die Integration der Netze in die Umwelt verschoben und/oder verbessert werden kann, ist ein Budget vorgesehen (Projekt Nr. 7648).

[3] Einschließlich der MTS, die mit einem unterirdischen NS-Netz verbunden sind.

Es obliegt diesen Behörden, das Projekt in Angriff zu nehmen; ORES (OST) stellt sich darauf ein und integriert sich in den allgemeinen Zeitplan der Arbeiten.

Je nach Gelegenheit der Verlegung aufgrund der Überalterung, manchmal in Synergie mit anderen Versorgern, werden die Leitungen unterirdisch verlegt und die oberirdischen Transformatorenstationen durch Bodenkabinen ersetzt. Die Verbesserung der Umwelt ist, auch wenn es sich hierbei nicht um das Hauptanliegen handelt, einer der Beweggründe für diese Arbeiten.

Es handelt sich um den Abbau von Masttransformatorenstationen (MTS), die durch eine Bodenkabine ersetzt werden.

5.2.4. Harmonisierung der Spannungspläne

Das HS-Netz von ORES (OST) ist ein 15 kV-Netz.

Im NS-Bereich wird jeder neue Stromkreis in 400V ausgeführt. Gleichermaßen wird der Anschluss eines jeden neuen Kunden prioritär in 400V vorgesehen. Dennoch werden bestehende 230V-Netze verstärkt, wenn ein genereller Spannungsabfall festgestellt wird. Ausnahmsweise werden 230V-Netze für neue Anschlüsse erweitert.

5.2.5. Parallele zu den Investitionen von ELIA

Es gibt in dieser Begründung kein namentliches Projekt, außer dem Ersatz des Generators im Unterwerk von Amel, der im Jahr 2020 vorgesehen ist, sowie die vollständige Sanierung des Unterwerks von Amel im Jahr 2023.

5.2.6. Verbesserung der Effizienz

5.2.6.1. Effizienz des Netzes

Die im Rahmen der Harmonisierung der Spannungspläne angesprochenen Arbeiten tragen zur Effizienzverbesserung des Netzes bei.

Um ein besseres Netzmanagement zu gewährleisten, wird in diversen Netzkabinen von ORES Assets neues ferngesteuertes Material installiert (nicht namentliche Fernbedienung: Projekt Nr.7641).

Diese Anlagen ermöglichen eine permanente Überwachung des korrekten Betriebs des elektrischen Materials dieser Kabinen durch die Leitzentrale des Verteilernetzes in Namur, wie auch deren Steuerung (untergeordnete Stationen).

Parallel dazu werden Konzeptstudien[4] durchgeführt, um die Auswirkung der neuen dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Netzarchitektur einzuschätzen und die Mittel festzustellen, die eventuell einzusetzen sind, um deren Betrieb zu optimieren (z.B. Messung der Lasten, Schutz der Anlagen, selbst-adaptierende Trafos …).

Für die Ringleitungen ist ein Planbudget vorgesehen (Projekt 7653).

[4] Konzept des « Smart Grid » wie dies aus der Fachliteratur übernommen ist.

5.2.6.2. Energieeffizienz

Auf kommunaler wie auch auf regionaler Ebene wollen und können wir konkrete Antworten bei den Fragestellungen in Bezug auf die Stromversorgung, Erdgas, die kommunale öffentliche Beleuchtung bieten, aber auch ganz allgemein zur wirtschaftlichen Entwicklung der Region beitragen. Wir wollen diese Rolle morgen im Rahmen öffentlicher Projekte auf diesen verschiedenen Ebenen noch weiter ausbauen.

Auch möchten wir in Absprache/Zusammenarbeit mit anderen Akteuren eine wichtigere Rolle bei der Sensibilisierung der Verbraucher in Bezug auf den rationalen Umgang mit Strom spielen.

ORES hat Formeln erdacht, mit denen bestimmte Kategorien von Verbrauchern, ohne das Prinzip der Solidarität in Frage zu stellen, ihre Besonderheiten geltend machen und ihr Verbraucherverhalten optimieren können.

So haben wir seitens der wallonischen Region, im Rahmen des Marshall-Plans 4.0, die Genehmigung für das Projekt „Energie-Cloud“ erhalten. Mit 8 anderen Partnern, darunter IDETA und SPI (Agenturen für die räumliche Entwicklung in den Regionen Tournai und Liège), den Universitäten von Mons und Liège, aber auch unseren Kollegen von RESA, schlagen wir die Durchführung von zwei Pilotprojekten vor : das erste im Gewerbegebiet von Tournai Ouest und das zweite im Gewerbegebiet von Sart Tilman.

Das Prinzip dabei ist einfach : ORES schlägt vor, ihr Netz den Mittelspannungskunden in einem Industriegebiet zur Verfügung zu stellen, die gemeinsam in eine dezentrale Erzeugungsanlage investieren möchten, um damit einen synchronen Ausgleich der übertragenen Energie zu erzielen. In der Praxis misst ORES den Verbrauch des Kunden und die Einspeisung der Erzeugereinheit synchron (jeweils alle Viertelstunde). Anschließend wird die anteilige Stromeinspeisung vom Verbrauch des Kunden abgezogen. Es handelt sich also um eine Art des Eigenverbrauchs der gemeinschaftlichen Erzeugung.

Wenn zu viel erzeugt wird, wird der Überschuss auf dem Markt angeboten. Wird für den Bedarf des Kunden zu wenig erzeugt, kauft der Kunde diesen Bedarf an Restverbrauch von seinem eigenen Versorger. Jeder Kunde bleibt damit wählbar und wählt den Energieversorger seiner Wahl. Zur Verstärkung der Bewusstseinsbildung im Bereich der Energiebelastung, sieht das Projekt außerdem vor, dem Kunden Zugang zu einer Webseite zu geben, die ihm individuelle Prognosen zu seinem Produktionsanteil sowie zu seinem Lastprofil liefert. So kann der Kunde einen größtmöglichen Gewinn erzielen, indem er Verbrauch und Erzeugung optimal aufeinander abstimmt. Dies hilft auch, durch Anwendung der Grundsätze der Kreislaufwirtschaft, zur Verbesserung der Energieeffizienz. Schließlich wird im Rahmen des Projektes die Lagerung von Energie im Hinblick auf den gemeinschaftlichen Eigenverbrauch vorgesehen.

5.2.6.3. Reduzierung der technischen Verluste

1. Einleitung

Allgemein werden die Strategien in Bezug auf die Kontrolle der Netzverluste als Hypothesen in den verschiedenen Investitionsplänen von ORES herangezogen. Desgleichen berücksichtigt jede technologische Problemstellung schon seit Langem die hierdurch entstandenen Verluste. Jeder neue Wert oder jedes neue Verfahren berücksichtigt somit die energetische Frage.

Allerdings wurden unsere Netze seit jeher mit Assets entworfen, die technisch zum Zeitpunkt ihrer Installierung auf dem neuesten Stand waren. Ihre Assets werden über einen Zeitraum abgeschrieben, der variiert und bei manchen bis zu 50 Jahre betragen kann. Manche von ihnen sind in der Tat in Bezug auf reduzierte Verluste nicht effizient. Der vorzeitige Austausch dieser Assets ist mit Kosten verbunden, bei denen auch die Kosten für die Demontage, das Abstellen, Arbeiten, Ausbildung berücksichtigt werden müssen ...

2. Investitionen im Hinblick auf die Reduzierung der Netzverluste

2.1. Entwicklung hin zu einer höheren Netzspannung

Im Niederspannungsbereich :

ORES hat keine proaktive Politik des systematischen Austausches der bestehenden 230V-Netze durch 400V-Netze + Nullleiter betrieben. Entscheidungen in diesem Sinne werden jedoch im Rahmen von Fall zu Fall erstellten Studien getroffen, wenn sich ein Wechsel zu 400V anbietet.

Die technische Lösung des Übergangs zu 400V ausschließlich zur Reduzierung der Verluste ist keine wirtschaftlich rentable Lösung. In der Tat decken die Gewinne bei den Verlusten in Niederspannung nur selten die Gesamtkosten für die Anpassung. Der Hauptgrund dafür liegt in den enorm hohen Kosten für die Anpassung der Anlagen der VNN (solange die belgischen Aufsichtsbehörden keinen Höchstbetrag für eine Intervention in der elektrischen Regelung aufnehmen), die noch zu den Kosten für die Anpassungen seitens der VNB hinzuzurechnen sind, wie etwa die Anpassung der Endanschlüsse, des Trafos, der Kabel …

Aufgrund einer Kostenschätzung konnten wir zu dem Schluss gelangen, dass ein systematischer Übergang auf ein 400V-Netz nicht effizient ist.

Es gibt aber reale Fälle der Entwicklung des dreiphasigen Netzes 230V hin zu 400V+N.

Diese sind immer durch besondere Situationen vor Ort bedingt, wie zum Beispiel:

- Bei einer Ausbreitung, die auf ein Maximum von 30% der VNN abzielt, die mit einer dezentralen Erzeugung versehen sind, drängt sich der Übergang auf 400V auf, um die Auswirkungen der geleiteten Spannung zu begrenzen.
- Alle Anträge auf eine Leistung nach Trans-NS werden mit 400V geregelt.
- Der Übergang von 230V auf 400V macht einen Übergang von einem IT-Netz auf ein TT-Netz erforderlich.

In unseren Datenbanken wird derzeit ein Inventar all dieser Situationen erstellt.

Anzumerken ist auch, dass kein neuer Stromkreis mehr mit dreiphasigem 230V gebaut wird, was für Wohngebiete oder Handwerkerbetriebe typisch ist. Diese Politik wurde dadurch möglich, dass alle seit 20 Jahren installierten Trafos über eine Schiene von 7 NS-Anschlussklemmen verfügen, die mit einer Versorgung von 2 Dreiphasenspannungen vereinbar ist (230V & 400V).

Im Mittelspannungsbereich :

Die alten mit 6 kV betriebenen Netze werden nach und nach auf eine Spannung von 11 kV oder 15 kV je nach der in dem betreffenden geographischen Gebiet eingesetzten Betriebsspannung umgestellt.

Diese Umstellung erfolgt langsam, weil sie in den Bereichen mit 15 kV nur durch den Austausch der alten MS-Kabel und der Transformatoren erfolgen kann, die ihrem Lebenszyklus unterliegen. Im Allgemeinen beschränkt sich die Anpassung im Bereich 10-11 kV auf den Austausch der Transformatoren, da die alten 6 kV-Kabel in der Mehrheit die Höchstbetriebsspannung von 12 kV zulassen.

Obwohl alle Investitionen in die 11 kV-Netze mit der Entwicklung hin zur 15 kV-Spannung vereinbar sind, gleicht der Gewinn bei den Spannungsverlusten nie den Austausch der MS/NS-Transformatoren aus. Die Mehrkosten (+/- 3.000 €) für den Einkauf der Transformatoren mit zwei Primärspannungen rechtfertigt sich nur auf den Netzen, die noch bei ihrem Austausch an ihrem Lebensende mit 6 kV funktionieren.

2.2. Optimale Auswahl der Kabelsektionen

Im Niederspannungsbereich :

Seit den 90er Jahren hat ORES beschlossen, ihre für den Aufbau des Niederspannungs-Stromnetzes verwendeten Kabel den Normen anzupassen. Der Kabelquerschnitt wird somit standardisiert, unabhängig davon, wie viele Kundenanschlüsse vorhanden sind, insofern allerdings die Höchstbelastung weniger als 250A beträgt und/oder die Spannung in den Endbereichen den Anforderungen der Norm EN 50160 unabhängig von der gelieferten Spannung (230 oder 400V) entspricht.

ORES hat sich für EXAeVB-Kabel entschieden:

- im unterirdischen Netz beträgt der verwendete Querschnitt 150mm² Alu.
- im Freileitungsnetz wird für die verdrillten Leitungen ein Querschnitt von 95mm²Alu verwendet.

Diese Wahl ist in mehr als 90 % der Fälle überdimensioniert (Imax des Stromkreises << Iz des Kabels) und trägt somit dank der Reduzierung der Verluste zur Energieeffizienz bei.

Bei den Sanierungsarbeiten (wenn das Netz keinen ausreichenden Querschnitt aufweist) ist das ersetzte Kabel in den meisten Fällen ein Papier-Blei-Kabel EIAJB 3 x 50 Kupfer.

Wir können davon ausgehen, dass der Gewinn bei der Leitfähigkeit der neuen Kabel im Vergleich zu diesem etwa 50 % beträgt. Auch daraus ergibt sich eine Reduzierung des mit der Leitfähigkeit der NS-Kabel verbundenen Verlusts um 50%.

Im Mittelspannungsbereich :

Die im Rahmen neuer Verlegungen verwendeten Kabel sind Kabel mit 150² Alu, 240² Alu oder 400² Alu vom Typ monopolar.

Bei etwa 40% der ausgetauschten MS-Kabel oder der Erweiterungen des MS-Netzes von ORES wird ein größerer Querschnitt als strikt notwendig gewählt; dies um die Netzverluste einzuschränken, sei es wegen der Spannung oder des Stroms. Damit sind im Baujahr höhere Investitionskosten verbunden, diese höheren Kosten werden aber auf lange Sicht wieder durch die Reduzierung der Netzverluste im Verlauf der Lebensdauer des Kabels wettgemacht.

Die alten Papier-Blei-Kabel werden nach und nach stillgelegt.

Aufgrund der Analyse ist ein proaktives Austauschen der Kabel nur zum Zweck einer Reduzierung der Netzverluste nicht rentabel.

Eine Politik der Überdimensionierung der Querschnitte der HS-Leitungen führt in der Tat zu einer wesentlichen Reduzierung der Verluste mit geringeren Auswirkungen auf die Investitionen (weil die Hauptkosten Fixkosten für die Installierung sind). Hingegen führt eine Politik des systematischen Austauschs der HS-Verbindungen zu Investitionskosten, die sich nicht innerhalb einer wirtschaftlich vernünftigen Zeit (weniger als 10 Jahre) abschreiben lassen.

Seit 2015 sieht ORES eine Politik des Einsatzes des Smart Grid vor, wobei die Netze so überarbeitet werden sollen, um möglichst viele dezentrale Erzeugungsanlagen aufnehmen zu können. Zu diesem Zweck werden Anschlusskabel mit einem Querschnitt von 400^2 vorgesehen, womit die Länge des Netzes zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch reduziert wird.

Aufgrund der zunehmend eingesetzten Sensoren zur Messung der Energieflüsse im Netz, wird es zudem möglich, die Lastenentwicklung besser zu verfolgen und diese langfristig vorauszusehen. So wird durch die getätigten Investitionen und die Auswahl der Kabel besser den Stromflüssen bis 2030 oder sogar 2050 Rechnung getragen.

2.3. Einsetzung von Transformatoren mit reduzierten Verlusten

Allgemein hat ORES immer die modernste Technik gewählt, wodurch die Verlustniveaus ständig reduziert werden konnten, dies unter Berücksichtigung der geltenden Normen und Regelungen.

Seit 2013 unterliegt der Einkauf von Transformatoren mit Verlustreduzierungen von AkB_0 einem öffentlichen Auftragsverfahren auf föderaler Ebene (Eandis, ORES und Sibelga). Die Auftragserteilung deckt den Zeitraum bis 2018 ab, wobei vor diesem Datum keinerlei Revision vorgesehen ist. Ab diesem Datum gelten die in der neuen einschlägigen Norm definierten Werte.

Ab dem 1. Juli 2015 ist die EU-Verordnung Nr. 548/2014 zum Öko-Konzept der Transformatoren (allgemein Öko-Design genannt), die am 21. Mai 2014 veröffentlicht wurde, in Kraft getreten. Die in der Verordnung festgehaltenen Höchstverluste nach Leistung der Transformatoren sind einzuhalten.

Diese Norm sieht im Falle eines Rahmenvertrags, der vor ihrer Veröffentlichung abgeschlossen wurde, wie dies der Fall für den laufenden Vertrag von ORES ist, eine Ausnahme vor.

Der Austausch eines bestehenden Transformators wird nur bei einem Vorfall oder einer Verstärkung vorgesehen.

ORES verfügt nicht über ein genaues Inventar, in dem die Verteilung der Transformatoren ihres Parks je nach Verlustniveau angegeben wäre.

Wir stellen fest, dass die Kupferverluste etwa 26 % des Gesamtverlusts eines Transformators darstellen.

Wie auch bei der Dimensionierung der HS-Kabel ist es günstiger, leistungsstärkere Transformatoren zu wählen, als voraussichtlich notwendig wäre, wenn der Gewinn bei den Netzverlusten (Eisen + Kupfer)

die Mehrkosten ausgleicht. Die Anweisung an die Studienbüros von ORES ist, dass die geschätzte Leistung durch einen Koeffizienten von 0,8 zu teilen ist und den nächstliegenden Standard zu wählen. Demzufolge überwiegt die Reduzierung der Kupferverluste dem leichten Anstieg der Eisenverluste.

Durchschnittlich entsprechen die Kosten in Verbindung mit dem Austausch eines Transformators Mehrkosten von etwa 3.000 € im Vergleich zum Transformator selbst.

Der Austausch nur mit dem Ziel der Reduzierung der Verluste lässt sich daher wirtschaftlich nicht rechtfertigen.

Außerdem ist anzumerken, dass wenn ein Transformator in einem guten Zustand aus Leistungsgründen durch einen neuen Transformator ersetzt wird, die Regeln, nach denen seine Wiederverwendung zulässig sind, in den Synergrid-Vorschriften C2/112 - Auflage 2015 - festgelegt sind. Sie galten allerdings bei ORES schon vorher, d.h. dass eine Neuverwendung eines Trafos mit Verlusten von mehr als R85 im Rahmen der Renovierung einer Kabine untersagt ist.

2.4. Reduzierung des Eigenverbrauchs in den Kabinen und Versorgerstationen

Allgemein ist der Eigenverbrauch der Netzkabinen niedrig. Er nimmt allerdings ständig zu angesichts des vermehrten Einsatzes von Tools in Verbindung mit der Motorisierung und der Fernanzeige. Es ist ganz klar, dass der durch die erhöhte Motorisierung der Kabinen erzielte Gewinn sehr viel höher liegt als die Verluste im Zusammenhang mit den notwendigen Ausrüstungen wie etwa Batterien …

Es wurden Wege zur Steigerung der energetischen Autonomie der Kabinen aufgezeigt. Allerdings ist die Gebäudestruktur der Kabinen nicht mit dem Anbringen von Sonnenkollektoren vereinbar. Das Risiko von Vandalismus wäre dort wegen des einfachen und nicht überwachten Zugangs viel zu hoch.

Nur eine zentralisierte Erzeugung vom Typ Windkrafterzeugung ist denkbar, was aber keinerlei Einsparung beim Stromverbrauch bewirkt.

2.5. Fernsteuerung/Fernablesung zur Verringerung der Anfahrten

Alle wesentlichen Stellen und großen Kabinen werden bereits fernüberwacht (Fernmessung und Fernsteuerung der Abschaltvorrichtungen). Allerdings ist ihre Auswirkung auf die Reduzierung der Anzahl Anfahrten nur sehr gering, da bei jedem Vorfall ein Mitarbeiter sich vor Ort begeben muss, um das defekte Element zu isolieren.

Unser Programm Smart Grid sieht auch eine Fernüberwachung und die Motorisierung von jeweils 1 von 4 Kabinen pro Schleife vor. Diese Entscheidung beruht jedoch eher auf einer schnellen Wiederherstellung der Energieversorgung der Kunden im Falle einer Störung sowie einer schnellen programmierten Schaltung und nicht zuletzt der Kontrolle der Schleifen im Rahmen der Risiken eines Energieengpasses.

3. Betriebsmaßnahmen zur Verringerung des Stromverbrauchs

3.1. Optimierung der Abschaltstellen auf dem Verteilernetz

Die normalerweise in der Schleife geöffnete Stelle wird bei ORES aufgrund folgender Kriterien bestimmt:

- die Zugänglichkeit der Kabine,
- die Anzahl Kabinen pro MS-Feeder,
- der Netzbetrieb,
- die Beschaffenheit des Netzes,
- die unterirdisch-oberirdischen Schnittstellen,
- der Zustand der Ausrüstungen,
- die Bewertung der Situation im Jahr n-1.

In Zukunft wird das Kriterium in Verbindung mit der Reduzierung der Netzverluste quantitativ berücksichtigt werden, da die richtige Wahl der Trennstelle es erlaubt, die Energieflüsse zu begrenzen, indem auf einem selben Abschnitt die lokale Erzeugung und der lokale Verbrauch angeschlossen werden.
Im Rahmen des Programms Smart Grid wird dank der Motorisierung einer von vier Kabinen und der größeren Anzahl Messstellen die Änderung der normalerweise offenen Stelle der Schleife möglich sein, wodurch ebenfalls Verluste reduziert werden können.

3.2. Parallelschaltung der Transformatoren des ZNB, die das gleiche Unterwerk versorgen

Une telle configuration est rarement possible sur les réseaux d'ORES car les tensions primaires au niveau ELIA sont en général différentes (150 kV pour une alimentation normale et 70 kV en secours) et pour les autres, l'augmentation de la puissance de court-circuit n'est pas compatible avec la tenue du matériel de coupure installé sur le réseau d'ORES.

Auf den Netzen von ORES ist eine derartige Konfiguration nur selten möglich, weil die Primärspannung im Bereich von ELIA im Allgemeinen verschieden sind (150 kV bei einer normalen Versorgung und 70 kV bei der Notversorgung) und da bei den anderen eine Steigerung der Leistung des Stromkreises nicht mit der Belastbarkeit des auf dem ORES-Netz installierten Abschaltmaterials vereinbar ist.

Im Rahmen der Aufnahme der dezentralen Erzeugungen wird diese Technik allerdings eingesetzt, wo dies möglich ist (normalerweise für 70 kV-Netze mit Transformatoren von weniger als 40 MVA).

4. Investitions- und Betriebsmaßnahmen zur Deckung des zukünftigen Investitionsbedarfs

4.1. Einsetzung von selbstregulierenden NS/NS-Transformatoren

ORES verfügt über etwa 1.000 NS-NS-Regler auf den Niederspannungsnetzen mit großen Längen (> 800 m). Diese halten die Ausspeisespannung auf dem vorgeschriebenen Niveau (230V) unabhängig davon, welche Belastung geleitet wird.

Diese Art der Regulierung ist nicht mit der Erzeugung einer überschüssigen Einspeiseerzeugung aus Fotovoltaik-Anlagen vereinbar. Bei Einsatz von dezentralen Erzeugern in großem Umfang ist eine Anpassung dieser Einstellung notwendig. Es laufen Überlegungen, um auf dem Markt geeignetes Material zu finden. [5]

[5] Da für diese Begründung keine Beschwerden vorliegen und aufgrund des schwachen Anstiegs von Fotovoltaik-Anlagen von weniger als 10kVA, ist diese Problematik nicht vorrangig.

Diese Erzeugung mit Fotovoltaik-Anlagen wirkt sich positiv auf die Reduzierung der Netzverluste in den Mittelspannungsnetzen aus, weil der erzeugte Strom praktisch nicht mehr über das MS-Netz übertragen wird.

4.2. Dynamic line rating

Das „Dynamic Line Rating“ ist eine „Smart Grid“-Technologie, die aus Sensoren besteht, die auf den Hochspannungsleitungen installiert sind, und aus einem Computerprogramm, das mit der Leitzentrale verbunden ist, was es ermöglicht, in Echtzeit abzulesen und einige Stunden oder Tage im Voraus die tatsächliche Kapazität der Stromleitungen zu planen. Diese Kapazität ist in der Tat keine fixe und kann bei Wind oder kälteren Umgebungstemperaturen beträchtlich ansteigen.

Die Kapazität eines Kabels kann daher nicht nur einfach durch die Bestimmung statischer Grenzwerte verbessert werden, sondern auch, indem eine zeitweilige Überlastung zugelassen wird, weil das Profil der tatsächlichen Belastung sich dafür eignet. Man kann dann die an das Kabel angeschlossene Leistung erhöhen. Damit könnte die Investition für die Verstärkung der Kabel umgangen werden.

Bei der Untersuchung hat sich herausgestellt, dass sich der Rückgriff auf diese Art von Technologie wirtschaftlich nicht rechtfertigt. Wir berücksichtigen diese daher nicht in unseren Studien.

5. Schlussfolgerungen

Obwohl ORES bei diesen verschiedenen technologischen Entscheidungen, die auf ihrem Netz umgesetzt werden, schon jetzt die notwendigen Überlegungen zur Energieeffizienz und Reduzierung der Verluste einbringt, laufen verschiedene Projekte, um bei diesen Zielsetzungen weitere Fortschritte zu erzielen.

Richtig ist aber auch, dass nur wenig proaktive Politikansätze nur in Bezug auf die energetische Zielsetzung umgesetzt werden, dies aus den in diesem Dokument aufgezeigten wirtschaftlichen Gründen.

Die verschiedenen Projekte, die seit 2015 durchgeführt werden, wie etwa der Einsatz des Smart Grid, werden sich allerdings direkt auf die Energieeffizienz auswirken.

Abgesehen von diesen Projekten bleiben wir somit bei einer Politik, die auf Investitionen je nach Gelegenheit abzielt, wie zum Beispiel die Umstellung auf ein 400 V-Netz, wenn es einen Bedarf für eine Verstärkung gibt, den Austausch eines Transformators durch einen neuen, der weniger Verluste aufweist, wenn die Leistung gesteigert werden soll, usw.

5.2.6.4. Senkung der administrativen Verluste

Zu den technischen Verlusten, die mit den physischen Gesetzen der Stromversorgungsnetze verknüpft sind, kommt eine Reihe von Verlusten, die nicht so einfach festzustellen sind. Sie tauchen immer dann auf, wenn eine effektiv verbrauchte Energiemenge nicht in Rechnung gestellt werden kann, weil ein Zähler defekt ist, die Rechnungsstellung nicht korrekt erfolgen kann oder weil ein Kunde versucht, sich seinem tatsächlichen Verbrauch zu entziehen. ORS handelt auf diesen beiden Ebenen, und zwar sowohl auf der der technischen Verluste als auch auf der der sogenannten administrativen Verluste.

ORES führ ihr Programm "Qualität der Daten" weiter. Dieses Programm konzentriert sich einerseits auf die Qualität der Daten des Stromversorgungsnetzes und andererseits auf die Qualität der Daten, die den Markt beeinflussen.

Außer der Verbesserung der Effizienz der Betriebsabläufe bei ORES, soll dieses Programm sowohl die Verluste senken, als auch die Auswirkung auf die Preise für die Verteilung senken.

Dieses Programm umfasst mehrere Aktionsbereiche :

- Der Bereich "Inaktive mit Verbrauch" ermöglicht es, die Fälle festzustellen und zu regeln, für die der Zähler im Stromversorgungsnetz ohne Rechnungsstellung offen ist, weil sie in den EDV-Systemen den Status "Inaktiv" haben.

- Der Bereich "Hochleistungs-Zählungen" zur Korrektur von Fehlern bei den Hochleistungs-Anlagen (z. B. die Umwandlungsverluste, die Konstanten,...) und die korrekte Rechnungsstellung des Verbrauchs.

- Der Bereich "Niedrigleistungs-Zählungen", der die Behebung von Zähleranomalien gewährleistet, so zum Beispiel der Verdacht auf eine Panne, die Korrektur von Verwaltungsdaten, die Konstanten der Spannungsumwandler...

- Der Bereich "Pauschalen" für das Management der Aktualisierung der Kunden, die von den Inventaren der verschiedenen Verbrauchsstellen mit Pauschalen nach der Synergrid-Regelung betroffen sind, und Anpassen der damit einhergehenden Rechnungslegung.

- Der Bereich "Budgetzähler" mit der Implementierung des Aktionsplans, in Abstimmung mit den Energielieferanten, auf allen aktiven Budgetzählern, die nicht aufgeladen werden.

- Der Bereich "Feststellung von Betrug" ermöglicht die Optimierung des Betrugsmanagements in Verbindung mit den Energiebilanzen.

- Der Bereich "Berichtigungen des Verbrauchs", der das Management von Zählern gewährleistet, die innerhalb einer Frist von 2 Jahren nicht abgelesen wurden, und der die Anwendung von Verbrauchskriterien nach den gesetzlichen Vorgaben garantiert.

In den ORES-Sektoren belaufen sich die für 2018 veranschlagten Verluste (siehe Geschäftsjahr für die Tarifzeitspanne 2019-2023) auf 694 GWh, d.h. ein Rückgang von etwa 150 GWh seit Beginn des Programms „Qualität und Verluste“ seit 2010. Für die Walloninnen und die Wallonen stellen 150 GWh/Jahr, bewertet mit 37€/MWh, eine jährliche Ersparnis in Höhe von 5,5M€ dar, die sich auf ihre Energierechnung niederschlägt.

Für die nähergelegene Zeitspanne 2014 bis 2018 wird der Rückgang der Verluste in Verbindung mit dem Programm auf etwa 19 GWh/Jahr (wiederkehrend) geschätzt. Der Rückgang der Verluste aufgrund der erhöhten Zahl an Prosumern (Überproduktionseffekt) wird darüber hinaus für die gleiche Zeitspanne auf 5 GWh veranschlagt.

Dieses Programm wird in den kommenden Jahren fortgesetzt und ermöglicht es ORES, die Leistungen und die Kundenzufriedenheit weiter zu verbessern. Es sei zudem vermerkt, dass die zunehmende Zahl an intelligenten Zählern und die Einsetzung des MIG6, ab 2020, es den Prosumern ermöglichen werden, ihre Überproduktion zu valorisieren, was eine Steigerung der Verluste des VNB zur Folge haben wird.

5.2.7. Austausch der Zähler

5.2.7.1. Standard-Zähler

Der „Service de la Métrologie du Service public fédéral Economie“, kleine und mittlere Unternehmen, die Mittklasse und Energie fordern von ORES (OST), regelmäßige Zählerproben im Stromversorgungsnetz durchzuführen und die Modelle zu identifizieren, die nicht mehr den Mindestkriterien für Genauigkeit entsprechen. Die beanstandeten Serien müssen dann innerhalb der vom Service de la Métrologie vorgegebenen Frist aus dem Stromversorgungsnetz herausgenommen werden.

Parallel zu diesen metrologischen Kampagnen, und dies auf Eigeninitiative von ORES (OST), werden die Zähler mit einer Skalascheibe mit vier Rädern schrittweise ersetzt. Diese Zählerart kann zu Streitigkeiten bei der Rechnungslegung führen (wenn der Jahresverbrauch über 10.000 kWh liegt).

Anzahl der auszutauschenden Zähler, davon Zähler mit vier Rädern und „metrologische Zähler : voraussichtlich ungefähr 1.040 Stück pro Jahr (Projekt Nr. 7664).

Seit dem 31/12/2017 ist im Netz kein Zähler mit vier Rädern mehr vorhanden.

5.2.7.2. Budgetzähler

Wir sehen das Anbringen von etwa 220 Budgetzählern pro Jahr vor (Projekt Nr. 7651). Diese Zähler werden bis 2019 angebracht. Ab 2020 werden sie durch intelligente Zähler ersetzt, deren Vorauszahlungsfunktion vorher aktiviert wurde.

Stand des Budgetzähler-Parks ORES (OST) Ende 12/2017: 2.020 installierte Zähler (siehe auch den Bericht, der am 31/03/2018 weitergeleitet wurde: Daten mit sozialem Charakter in Bezug auf das Jahr 2017).

5.2.7.3. « Intelligente » Zähler

Seit mehreren Jahren bereitet ORES die Einsetzung der intelligenten Zähler im Niederspannungsstromnetz vor, dies im Dialog mit der Regulierungsbehörde (insbesondere im Rahmen der Aktualisierung der Studie der CWaPE über die intelligenten Zähler, die Ende 2017 veröffentlicht wurde). Dieses Projekt entspricht einer dreifachen Zielsetzung :

- Dem Bedarf der Kunden entsprechen : der "intelligente" Zähler wird ein konkretes Instrument sein, um jedem Kunden dabei zu helfen, seinen Energieverbrauch selbst in die Hand zu nehmen. Er wird zudem Dienstleistungen ermöglichen, die den aktuellen Anforderungen entsprechen, wie zum Beispiel die Fernablesung der Zählerstände, ein Übergang vom Einfachtarif zum Doppeltarif (und umgekehrt), die zeitgleiche Verfolgung des Verbrauchs, präzisere Rechnungen, usw.
- Die Energiewende ermöglichen : die Systeme der Eigenerzeugung nehmen weiter zu, die Elektromobilität entwickelt sich, Wärmepumpen werden immer mehr benutzt,… Kurz, die Nutzung des Netzes ist im Wandel. Um weiterhin die Energieversorgung gewährleisten zu können, ist eine Modernisierung der Netze unerlässlich, insbesondere muss in Intelligenz investiert werden, und zwar in Zähler der neuen Generation.

- Eine modernisierte Vorauszahlungslösung bieten : das wallonische Dekret über die Organisation des Strommarktes und seine Ausführungserlasse sehen zulasten der VNB eine Gemeinwohlverpflichtung in Bezug auf die Vorauszahlung vor. Bisher wurde dieser Verpflichtung durch das Anbringen von Budgetzählern entsprochen. Der Lieferant der von ORES benutzten Budgetzähler hat bestätigt, dass diese Lösung (Budgetzähler + Verwaltungssystem) Ende 2023 endgültig eingestellt wird. Der Einsatz der intelligenten Zähler wird es ORES ermöglichen, dieser Gemeinwohlverpflichtung nachzukommen. Zudem wird er ein moderneres Vorauszahlungssystem darstellen und so teilweise den Empfehlungen der Studie der CWaPE über die Budgetzähler entgegenkommen.

Die Zeitspanne 2019-2023 wird dazu dienen, die Vorbereitungsphase abzuschließen und die erste Einrichtungsphase einzuleiten, unter Berücksichtigung der prioritären Segmente, die gerade von der wallonischen Regierung im Rahmen der zur Zeit diskutierten Dekretvorlage über die intelligenten Zähler definiert werden.

5.2.8. Entwicklung in Richtung « intelligente » Versorgungsnetze

Vision ORES :

Hier werden wir den aktuellen Stand der Überlegungen von ORES finden, was die Umsetzung des Konzeptes für das intelligente Stromversorgungsnetz angeht[6].

Allgemein :

Dank der Teilnahme an zahlreichen Konferenzen, Seminaren, Austauschen mit anderen belgischen und europäischen VNB (z. B. GRID4EU oder CIRED) sowie der Interaktionen mit der Wissenschaft (wie ORES-Lehrstuhl oder über unsere Teilnahme an den Projekten GREDOR), aber auch der Austausche mit ELIA im Rahmen des ‚Network Code', durch den immer mehr Verantwortung auf die VNB übertragen wird, ist ORES überzeugt, dass die intelligenten Stromversorgungsnetze einer der Hauptschlüssel sind, um das Ziel für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen für 2020 und darüber hinaus umzusetzen.

Der Weg für diese Überzeugung wird im europäischen, aber vor allem im wallonischen Zusammenhang verankert.

Hier sind die wichtigsten Punkte:

Zur Zeit beobachten wir, dass die Hauptprojekte und die Umsetzung im Bereich der erneuerbaren Energie hauptsächlich die großen Windanlagen (> 5 MVA) und die kleinen Fotovoltaikanlagen (<10 kVA) betreffen.

Doch wenn man auf dem Weg der Steigerung der Kapazitäten der erneuerbaren Energie ist, so wie von der Regierung verabschiedet, tragen diese beiden Mittel nur zu etwas mehr als der Hälfte der zu leistenden Anstrengungen bei.

[6] Das Konzept von "Smart Grid", wie von EURELECTRIC definiert, nämlich: "Smart Grid" ist ein Stromversorgungsnetz, das das Verhalten und die Aktionen aller ans Stromversorgungsnetz angeschlossenen Nutzer (Erzeuger und Verbraucher) mit dem Ziel integriert, die nachhaltige, sparsame Stromversorgung effizient sicherzustellen und dies mit aller Sicherheit".

Die folgende Tabelle zeigt dies unschwer. (Quelle: CWaPE: Projektvorschlag über die Modalitäten der Kosten-Nutzen-Analyse).

FILIERES	MW									
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Photovoltaïque > 10 kW	37,9	43,2	27,4	27,4	27,4	27,4	24,2	24,2	24,2	24,2
Eolien	116,4	141,6	142	142	142	142	61,2	61,2	61,2	61,2
Hydro-électricité	0	3,1	3,1	3,1	2,2	1,8	1,8	1,8	1,3	1,3
Géothermie	0	0	0	0	0	0	0,6	0,6	0,6	0,6
Biogaz	2,4	3,8	4,9	4,9	3,6	2,9	1,7	1,4	1,3	1,3
Biomasse	3,5	9,4	9,4	9,4	6,8	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Biomasse (P>20 MW)	0	0	0	0	0	0	168	0	0	0
Cogénération fossile	13,8	15	8	8	8	8	8	8	8	8

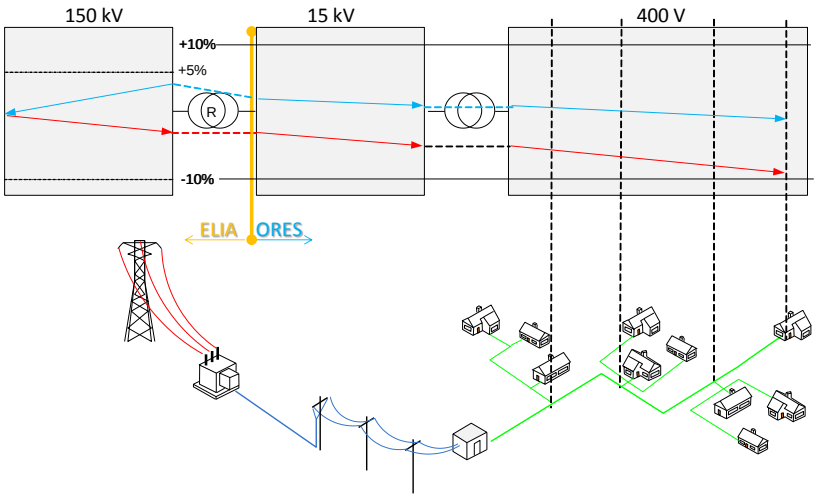
Um das Erreichen des "grünen" Ziels zu gewährleisten, ist es also offensichtlich, dass die anderen Kategorien der erneuerbaren Energiequellen massiv eingesetzt werden müssen. Wir denken dabei an große Fotovoltaik-Anlagen (> 10 kVA), kleine Windkraftanlagen (50 kW bis 1 MW), hochwertige Kraft-Wärme-Kopplung, Wasserkraft und in geringerem Maße an Erdwärme.

Aus der umzusetzenden Leistung (in einer Größenordnung von hundert kW bis zu einigen MW) ergibt sich, dass die Anlagen überwiegend an das Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz angeschlossen werden müssen.

Aufgrund des unregelmäßigen Charakters dieser Quellen, läuft man Gefahr, dass die Spannungsschwankungen im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz stärker werden (in der Spitze) und häufiger auftreten als die in der Vergangenheit beobachteten.

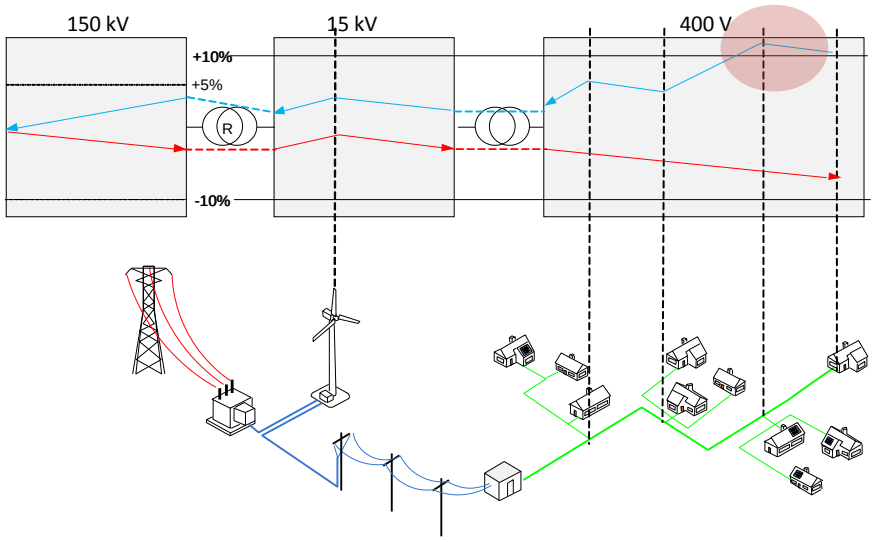
« Klassische » Situation (ohne dezentrale Erzeugung):

Der Hochspannung/Mittelspannung-Regler ermöglicht es, die mittlere Spannung bei + oder - 3 % der Sollspannung zu halten.



Mit dem Einspeisen der dezentralen Erzeugung :

Die Kapazitätspläne im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz erhöhen das Risiko für Probleme bei Niederspannung, denn die Spannung steigt in der Nähe einer Erzeugung.



Es steht außer Frage, dass die Nutzer des Stromversorgungsnetzes (bei Mittelspannung, aber auch bei Niederspannung, da letztere durch Spannungsschwankungen im Mittelspannungsbereich beeinflusst wird) nicht darunter zu leiden haben dürfen und dass die Qualität des Produktes (deren Spannung einer der Indikatoren ist) in einem akzeptablem Bereich bleiben muss (so wie in der Norm EN50160 definiert).

Aus all diesen Gründen ist es also vorrangig, dass ORES:

- eine bessere Kenntnis über die Energieflüsse im Mittelspannungs-Versorgungsnetz hat und sie vorhersehen kann. Dazu gehört:
  - mehr Sensoren und Messeinrichtungen im Mittelspannungs-Stromversorgungsnetz,
  - die Umsetzung von Tools, um diese Energieflüsse vorherzusehen (über eine Zustandsschätzfunktion).
- vorausschauen und das Stromversorgungsnetz auf die Aufnahme dieser Energieflüsse vorbereiten kann und damit:
  - die Bedienungselemente im Niederspannungs-Versorgungsnetz stärker automatisiert und fernbedient werden können,
  - das aktive Management der Struktur des Stromversorgungsnetzes erleichtern; beispielsweise durch eine vereinfachte Übertragung von Lasten von einem Unterwerk auf ein anderes.
- diese Möglichkeiten nutzen kann, um einen besseren Dienst für geringere Kosten zu erbringen:
  - diese Vorrichtungen müssen es ermöglichen, langfristig sowohl die Zeit für die Wiederherstellung nach einem Ausfall zu verkürzen als auch die Kosten für den Eingriff zu verringern.

<u>Telekommunikationsnetz</u>

Diese Features müssen sich auf ein effizientes Telekommunikationsnetz stützen.

ORES verfügt bereits über ein solches Telekommunikationsnetz, sei es entweder über Glasfasern oder über ein Telefonnetz (Quad). Die Struktur des ORES-Glasfasernetzes ist geschlossen und verbindet die Betriebszentren und die Hochspannungs-Mittelspannungs-Unterwerke. Diese Struktur muss soweit möglich „black-out proof“ sein (was kein externer Betreiber gewährleistet).

Die Fortsetzung der Konsolidierung eines eigenen Telekommunikationsnetzes bei ORES ist strategisch und aus mehreren Gründen gerechtfertigt:

- die Sicherheit gegen Cyberangriffe (Hacker): Ein eigenes Netz ermöglicht die Schaffung einer physischen Barriere mit der externen Welt;
- eine langfristig tragfähige Technologie (die häufigen Änderungen oder die Abschaffung der Serviceleistungen der Telekombetreiber bringen für ORES nicht unwesentliche Kosten mit sich, ohne jeglichem Zusatzwert im Bereich der Features);
- eine schwache Latenz, d. h. eine kurze Frist zwischen dem Auftrag und dessen Ausführung (Zeit zwischen der zeitnahen Reaktion in Echtzeit für die Fernbedienungen, auf 5 Min. Abweichung begrenzte Zeit für die Messungen);
- Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit für die HS-MS-Unterwerke sowie für die Funkverbindungen sind notwendig :
    - bei einem Black-out (was kein externer Telekom-Betreiber garantiert)
    - bei Überlastung, wobei Aktionen quasi in Echtzeit erforderlich sind, da andernfalls Assets gefährdet werden könnten mit dem Risiko, die Versorgung des Kunden unterbrechen zu müssen (derartige Vorkommnisse treten allmählich auf).
- Kosten, die langfristig beherrschbar bleiben.

Unsere Telekommunikationstätigkeit integriert sich demnach in das Stromversorgungsnetz-management und ist eine strategische Tätigkeit.

Eine Globalisierung der Bedürfnisse an Telekommunikationsmitteln berücksichtigt die Bedürfnisse:

- einerseits für das Management der Stromversorgungsnetze (Entwicklungen Smart Grid).
- andererseits für die Kommunikation mit den intelligenten Zählern (Smart Meters).

Im ersten Fall ermöglicht sie es, in Schutzsystemen (Befehlsrelais, elektrische Schutzvorrichtungen, Schutzschalter usw.) und in Schaltsystemen (motorisierte Schalter, Modulierung der Erzeugung) der Stromversorgungsnetze tätig zu sein.

Sie dient außerdem der Abrufung der Spannungs- und Strommessungen (einschließlich der Richtung), die für die Tools notwendig sind:

- Planung und Vorausschau auf die Erzeugung und Kosten,
- Berechnung in Echtzeit des Zustands des Stromverteilungsnetzes.

Im zweiten Falle ermöglicht sie die Abrufung der von den intelligenten Zählern gemessenen Zählwerte. Diese gleichen Zähler können auch für den Betrieb wie die ferngesteuerte Aktivierung/Deaktivierung, Funktion als Budgetzähler, usw. eingesetzt werden.

Das Upgrade unseres Telekommunikationsnetzes wird in einem Zeitraum von mehreren Jahren im Rahmen eines kohärentes Gesamtkonzepts umgesetzt, um die Synergien zwischen der Verlegung von Leitungen und Telekom zu nutzen.

Bestandteile

Bei den berücksichtigten Aktionen und um das Stromversorgungsnetz" ***smart*** "zu machen, geht es um:

1) Einsetzen:

- Erforschen und Einsetzen von Planungstools für die Stromversorgungsnetze, Vorhersagen der Produktion und Belastung und Echtzeitmanagement für die Stromverteilernetze unter Berücksichtigung der Ziele im Bereich der dezentralen Energieerzeugung. Diese Tools erfordern zusätzliche Informationen zu den bereits vom aktuellen CCD[7] eingeholten. In diesem Zusammenhang beteiligt sich ORES am Projekt GREDOR (und leitet sogar eine der Aufgaben).
- Steigerung des Standes der Informationen, die dem CCD zur Verfügung stehen über die folgenden Bestandteile des Stromversorgungsnetzes:
    - HS-/MS-Umspannwerke : Steigerung der Qualität und Modularität der Information durch eigene Vorrichtungen, unter Aufgabe der aktuell mit ELIA geteilten Mittel;
    - MS-/NS-Kabinen : Messung der Intensitäten, der Spannungen und der Stromrichtung (im Übrigen unumgänglich, um Fehler bei den MS-Kabeln zu lokalisieren);
    - MS-Kundenkabine (mit dezentraler Erzeugung): Messung der von den wichtigen Produktionseinheiten erzeugten Leistung. Das ermöglicht die Einhaltung der europäischen Richtlinie "Transparenz" (Nr. 543/2013 vom 14. Juni 2013) und diese Einheiten am Spannungsmanagement zu beteiligen (durch Einspeisung oder Verbrauch von Blindenergie), aber auch durch die Umsetzung des neuen Erlasses der Wallonischen Regierung vom 10. November 2016 ;
    - NS-Netz : Belastung der "sensiblen " Stromkreise (das sind diejenigen, bei denen die Anteile an der dezentralen Erzeugung hoch sind), u.a. durch Interaktionen mit den intelligenten Zählern.
- Nutzung dieser Informationen mit Hilfe leistungsstarker EDV-Systeme und Entwicklung der notwendigen Mittel zur Nutzung der Modulation der dezentralen Erzeugung auf der einen Seite und auf der anderen Steigerung der Kapazität des Remote-Managements der wichtigsten Bestandteile eines Stromversorgungsnetzes (Befehlsrelais/Schalter) (Konfiguration in der offenen Schleife oder in der Stichleitung mit Übergang unterirdisch/Freileitung) durch die Motorisierung derselben und ihrer Remote-Steuerung vom CCD aus.
- Erforschung und Einsetzung neuer Management-Tools für das Stromversorgungsnetz: ein neues Management-Tool für das Stromversorgungsnetz scheint sich in den nächsten 5 Jahren abzuzeichnen: die Speicherung elektrischer Energie. Dieses Tool war 2015 Gegenstand einer spezifischen Studie, einer Studie, in der das technische Potenzial, die verschiedenen Möglichkeiten (Features) und eine erste Kostenschätzung analysiert wurden. Sie kam zu der Schlussfolgerung, dass auch wenn die Technologie ausgereift ist, die Kosten für das Netzmanagement allein noch zu hoch sind. Die Entwicklung in diesem Bereich ist allerdings extrem rapide. ORES hat demnach beschlossen, mehrere Demonstrationsprojekte auf den Weg zu bringen.

2) Erhöhung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugung:

Dies überträgt sich durch die Kapazität der Remote-Modulation der Produktionsmittel der großen Erzeuger (> 250 kVA), dort, wo Probleme im Bereich der Einspeisungskapazität entstehen oder bei den Wiederaufbauverfahren des Stromversorgungsnetzes (Remote-Steuerung des Schutzschalters in der Kundenkabine).

[7] **C**entre de **C**onduite **D**istribution

Die im Bereich der Speicherung angestrengten Überlegungen betreffen ebenfalls den Beitrag dieser Technologien zur Erhöhung der Aufnahmekapazität unserer Stromversorgungsnetze.

3) Weiterentwicklung des Marktmodells und Transparenz:

- Über die Konzertierungsplattformen in ATRIAS und Synergrid schlägt ORES ausgewogene Marktmodelle vor, die die Nutzung der Flexibilität der Nachfrage nach dem Gleichgewichtsbedarf ermöglichen (wie R3DP, R1,...) oder der Versorgungssicherheit (Produkt Strategic Reserve SDR) dienen. Um ihre optimale Entwicklung zugunsten der Verbraucher zu ermöglichen, plädiert ORES weiterhin dafür, unverzüglich die Spielregeln und die Rechte und Pflichten aller Akteure festzulegen. Vor allem die folgenden Elemente erscheinen uns unumgänglich zu sein:
    - Die Berücksichtigung der Möglichkeit der Nutzer des Stromversorgungsnetzes, sich freiwillig für diese neuen Serviceleistungen zu registrieren;
    - Klares Definieren der Rolle der Erbringer des Flexibilitätsdienstes (FSP), mit seinen internen Rechten und Pflichten und gegenüber den Rollen des bestehenden Marktes;
    - Formulieren der Rechte und Pflichten des FSP gegenüber den Verteilernetzbetreibern in einem Standardvertrag, nach dem Modell des zwischen den Verteilernetzbetreibern und den Energielieferanten bestehenden Standardvertrags;
    - Dem Verteilernetzbetreiber die Rolle des neutralen Vermittlers für den Flexibilitätsmarkt anvertrauen, vergleichbar mit seiner aktuellen Rolle des Vermittlers im Energiemarkt, mit der Pflicht, sich mit den betroffenen Akteuren abzusprechen, um die für das effiziente Funktionieren dieses Marktes notwendigen Prozesse festzulegen;
    - Bestätigen des Managementauftrags für die dem Verteilernetzbetreiber anvertrauten Messungen – einschließlich des Managements verschiedener Formen von Messungen, die in die festgelegten Prozesse des Flexibilitätsmarktes eingreifen - und seinen Auftrag zur Berechnung der Flexibilitätsvolumen erweitern;
    - Bevollmächtigen des Verteilernetzbetreibers, auf der Grundlage der mit der regionalen Regulierungsinstanz vereinbarten technischen Kriterien, Grenzen für die Nutzung der Flexibilität festzulegen, um die Betriebssicherheit des Versorgungsnetzes zu gewährleisten;
    - Einführung einer Unterscheidung zwischen der Anschlusskapazität und der Kapazität des Zugriffs auf das Stromversorgungsnetz, um die Tatsache zu berücksichtigen, dass das Versorgungsnetz begrenzte Kapazitäten besitzt und keine unendliche Kupferplatte ist.
- Nach der Annahme des Elektrizitätserlasses am 11. April 2014, hat die CWaPE eine Beratung mit dem Ziel anberaumt, den Regierungen die praktischen und damit in Zusammenhang stehenden Modalitäten (EWR) vorzuschlagen. ORES hat sich klar positiv zu diesem Schritt geäußert. Zwei Hauptbereiche sind hervorzuheben:
    1. Die **Pflichten zum Anschluss**: Um auf eine Detailstudie eines Erzeugerbewerbers zu reagieren, präzisiert der EWR[8] die Angaben für die unmittelbar zur Verfügung stehende Aufnahmekapazität (permanente Kapazität genannt) und die zusätzliche flexible Kapazität. Wie es der Erlass vorsieht, kann der VNB veranlasst werden, die

[8] Siehe Erlass der Wallonischen Regierung vom 10. November 2016 über die Kosten-Nutzen-Analyse und die Berechnungs- und Einsetzungsmodalitäten der Ausgleichszahlungen.

Erzeugung zu modulieren, die Überlastungen in seinem Versorgungsnetz oder dem vorgelagerten Netz aufzuheben. Führt die Modulation dazu, die Produktion auf einen Wert zu begrenzen, der unter der permanenten Kapazität liegt, dann wird der Erzeuger für den entgangenen Gewinn entschädigt. Bewegt sich die Modulation im Rahmen der flexiblen Kapazität, gibt es keine finanzielle Entschädigung.

2. Die **Berechnung einer angemessenen Investition**: Liegt die direkt zur Verfügung stehende Kapazität unter der Anfrage des Erzeugerbewerbers, so muss der VNB vorab eine Studie durchführen, um festzustellen, ob eine angemessene Investition die angebotene permanente Kapazität erhöhen kann.

Diese Vorschriften setzte ORES nach der Smart Grid-Philosophie in Absprache mit der Regulierungsinstanz um :

- Eine Methodik zur Bestimmung der permanenten und flexiblen Kapazität, bei der die Schätzung des Energieflusses im Stromversorgungsnetz berücksichtigt wird.
- Die Mittel für die Berechnungen und Simulationen, die für die Festlegung der optimalen angemessenen Investition notwendig sind.

Die Smart Grid-Philosophie bietet die Möglichkeit, die Information gegenüber anderen beteiligten Parteien zu verbessern. Ebenso wie es im Übrigen der neue Rechtsrahmen verlangt:

- Bei der Modulation der dezentralen Erzeugung, um die Überlastung in den Netzen (Verteiler- oder Transportnetze) zu beseitigen, werden die Bilanzkreisverantwortlichen informiert ;
- ORES veröffentlicht auf seiner Website die in seinem Versorgungsnetz zur Verfügung stehende permanente Einspeisungskapazität

4) Senken der Kosten für den Netzverlust, über die Erzeugung eines Teils davon (Minimum):

Die Installation von Fotovoltaik-Paneelen auf den verschiedenen VNB-Gebäuden wird umgesetzt, wo dies möglich ist. Das nächste bedeutende Gebäude, das ausgerüstet wird, ist der Gesellschaftssitz in Gosselies (vorgesehen für 2019).

5) Ausarbeiten eines Masterplans, um die Netzstrukturen zu vereinfachen:

Entsprechende Untersuchungen finden derzeit statt. Die Einsetzung von Systemen vom Typ ADMS (Advanced Distribution Management System) ist für diese Arbeit ein großes Plus. ORES hat die Nota zum Smart Grid-Projekt, in dem alle Einzelheiten aufgeführt sind, abgegeben.

5.2.9. Anfragen für die Flexibilitätsaktivierung

Die folgende Tabelle soll die Situation der VNN-Anschlüsse an das Versorgungsnetz erfassen, die im Rahmen der R3DP/SDR Kontakte aufgenommen haben. Es handelt sich also um VNN, die im Laufe des Jahres N-1 alle Bedingungen erfüllen, um ihre Flexibilität zu aktivieren.

Sektor VNB	Spannungs-ebene des Anschlusses (in kV)	P max flex aktivierbar (in kVA)	R1	R3DP	SDR	Erzeuger	Aktivierung im Laufe des Jahres n-1 (Ja/Nein)	Wenn ja: Anzahl der Aktivie-rungen im Laufe des Jahres n-1	Vertragliche Leistung kVA
ORES Ost	15	700		X		X	Nein		2.000

Die bereitzustellenden Daten über die Flexibilität stammen aus Registern über den Zugang und die Flexibilitätsaktivierung, die im Rahmen der ELIA-Reserven eingesetzt wurden. Es sei bemerkt, dass die R1-Kunden nicht vorqualifiziert sind und dass ihre Aktivierung, die automatisch sind, ORES nicht bekannt sind.

Seit dem 1/1/2018 verfügen ELIA und die VNB über einen gemeinsamen Datahub, der es ermöglichen wird, die Flexibilitätsdaten für die gesamten Flexibilitätsprodukte von ELIA zu verwalten, unter anderem die Verteilung. Der Datahub ist das geeignete Instrument, um dem VNB zu ermöglichen, die erforderlichen Daten zu übermitteln. Wir hoffen, dass der notwendige gesetzliche und regulatorische Rahmen in Kürze eingesetzt werden kann, um unsere Rolle als Vermittler im kommerziellen Flexibilitätsmarkt zu formalisieren und stehen zu Ihrer Verfügung, um alle nützlichen Auskünfte diesbezüglich zu übermitteln.

Ohne diesen gesetzlichen Rahmen erinnert ORES daran, dass die übermittelten Daten vertraulich und wirtschaftlich sensibel sind. Deshalb wurden die Möglichkeiten der individuellen Identifizierung reduziert, wie dies bereits vorher der Fall war.

5.2.10. Elektromobilität

Vorliegender Plan berücksichtigt keine spezifischen Investitionen im Bereich der Elektromobilität, da auf regionaler Ebene keine präzisen Zielsetzungen festgelegt wurden.
Bei den verschiedenen möglichen Szenarien ist es effektiv zur Zeit nicht möglich, die Kosten für spezifische Investitionen zu ermitteln. Es wird daher davon ausgegangen, dass diese im globalen Bedarf an Investitionen und Verstärkungen des Niederspannungs-Verteilernetzes enthalten sind.
Diese Situation wird bei der nächsten Bewertung vorliegenden Plans neu geprüft werden.

6. Liste der geplanten namentlichen Arbeiten und Haushaltsbewertung pro Projekt

Siehe Anlagen „Tab 1 - Global – Haushaltsposten“ und „Tab 5 - Details N+1 bis N+5 (Jahre N bis N+5)“.

7. Schemas

Siehe Anlagen Schema MS des Anpassungsplans.

8. Synthese

Vorhergehende Geschäftsjahre

Siehe nachstehend die Beträge aus den vorhergehenden Geschäftsjahren in k€ :

Sektor Ost k€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
"A" Erzatz	6.262	5.838	5.729	5.435	7.203	7.098	6.363
"B" Ausdehnung	7.267	5.125	5.341	6.179	6.435	5.034	5.488
INSGESAMT Netz BRUTTO (as usual)	**13.529**	**10.962**	**11.070**	**11.615**	**13.638**	**12.132**	**11.851**
Beteiligungen der Kunden (-)	-4.413	-3.232	-3.238	-2.480	-3.192	-2.358	-2.439
INSGESAMT Netz NETTO (as usual)	**9.116**	**7.731**	**7.832**	**9.134**	**10.446**	**9.774**	**9.413**

Pläne 2019-2023 : ordentliche Haushaltsrahmen

Die ordentlichen, jährlichen Haushaltsrahmen, die bei Ausarbeitung von Anpassungs- und Erweiterungsplänen des VNB berücksichtigt werden, werden nachstehend in k€ aufgeführt :

Ost –K€	2019	2020	2021	2022	2023
A Ersatz	6.105	5.457	5.435	5.287	5.784
B Ausdehnung	5.174	4.938	4.940	5.066	4.547
INSGESAMT Netz BRUTTO (as usual)	**11.279**	**10.395**	**10.375**	**10.353**	**10.331**
Beteiligung der Kunden (-)	-2.583	-2.616	-2.650	-2.685	-2.720
INSGESAMT Netz NETTO (as usual)	**8.696**	**7.779**	**7.724**	**7.668**	**7.611**

Pläne 2019-2023 : spezifische Projekte

Ost	2019	2020	2021	2022	2023
SM "A" Ersatz	-	781	1.367	1.750	1.793
SM "B" Ausdehnung	177	635	648	662	400
Spezifisches Projekt - Smart Metering	**177**	**1.415**	**2.015**	**2.412**	**2.192**

Dieses Zahlenmaterial wird nur informationshalber mitgeteilt.

Im Übrigen besteht der VNB auf dem vertraulichen Charakter dieser Informationen, wobei diese nicht zur Veröffentlichung oder Weiterleitung an andere Personen bestimmt sind, außer diejenigen, die kraft ihres Amtes in der zuständigen Verwaltung darüber verfügen müssen, damit sie die ihnen per Gesetz übertragenen Aufgaben erfüllen können, und sich zu ihrer Geheimhaltung verpflichten müssen.

Der VNB kann nicht für die unsachgemäße Verbreitung dieser Informationen verantwortlich gemacht werden.

Darüber hinaus müssen die definitiven Zahlen 2019 von der Generalversammlung des VNB, die im Dezember 2018 stattfinden wird, genehmigt werden. Diese ist satzungsmäßig alleine bevollmächtigt, den strategischen Plan oder die Aktualisierung zu genehmigen, dessen Budget 2019 einer der Hauptbestandteile ist(*Art. L1523-13.§4 des Kodex der Lokalen Demokratie und Dezentralisierung* (B.S. vom 12/08/2004)).

Leistungsindikatoren

Vorliegender Teil des Strategischen Plans führt einige wichtige Zahlen aus den Qualitätsberichten auf, die der wallonischen Regulierungsinstanz CWaPE jährlich übermittelt werden.

Leistungsanzeiger	Einheit	Statistik 2017
Anzahl NS-Netzbenutzer	Anzahl	57.638
Anzahl MS-Netzbenutzer	Anzahl	370
Länge des NS-Netzes	km	1.842,48
Länge des MS-Netzes	km	1.220,11
Verteilte Energie in NS (an die Endverbraucher)	kWh	255.276.184,40
Verteilte Energie in MS (an die Endverbraucher)	kWh	242.320.398,10
Unverfügbarkeit infolge von geplanten Unterbrechungen	St	00:29:00
Unverfügbarkeit infolge von MS-Ausfall	St	00:49:00
Ankunftszeit vor Ort bei Intervention am NS/MS-Netz	St	00:37:56
Durchschnittliche Dauer der Intervention am NS/MS-Netz	St	01:06:11
Frist NS-Anschluss (ab Zustimmung des Kunden) Prozentsatz der Fälle, in denen die Fristen nicht eingehalten wurden	%	1,5
Frist für Inbetriebnahme/Wiederinbetriebnahme: Prozentsatz der Fälle, in denen die Fristen nicht eingehalten wurden	%	5