ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO PARA LA DETERMINACIÓN Y AJUSTE DE LAS TARIFAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES REGULADOS (TARIFA TÉCNICA) Y DEL VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN (PEAJE)

Pronóstico de Demanda y Dimensionamiento y Costos de las Instalaciones Eléctricas

Santo Domingo, República Dominicana

18 de Abril de 2016

INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.

Contenido

- **Pronóstico de la demanda**
  - Pronóstico de los mercados
- **Metodología para el desarrollo eléctrico de las empresas de referencia**
  - Demanda, pérdidas, factores para el desarrollo de redes, uso de la carga
  - Análisis de incrementos de infraestructura
  - Metodología de expansión Distribución y transformación primaria
- **Distorsiones a resolver en el modelo empresa de referencia**
  - Gestión de la demanda
  - Pérdidas no técnicas (PNT)
  - Cálculos económicos vinculados a planes de reducción de PNT
  - Resumen de correcciones al modelo de CID, a la demanda base o a la inversión
- **Resultados físicos generales**
- **Metodologías en Pérdidas eléctricas empresa de referencia**

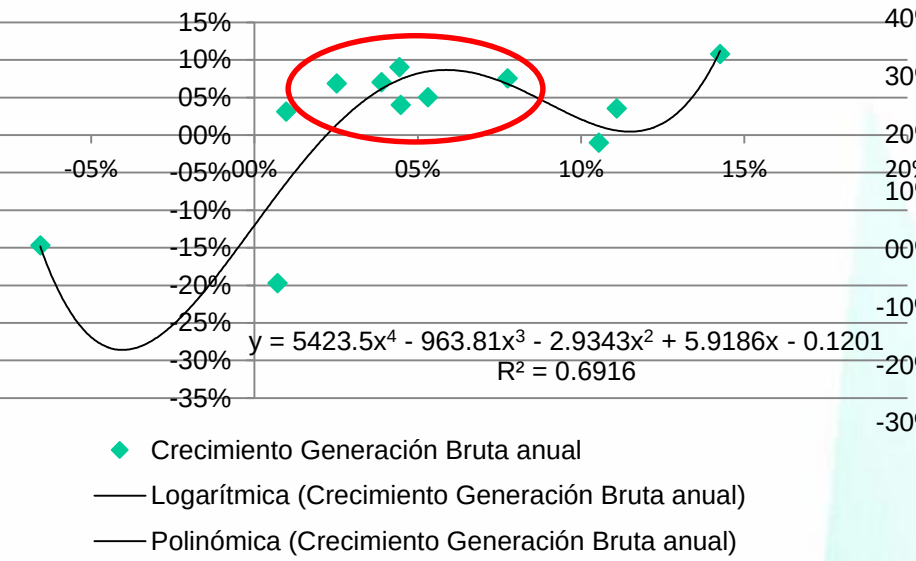
Pronósticos de demanda

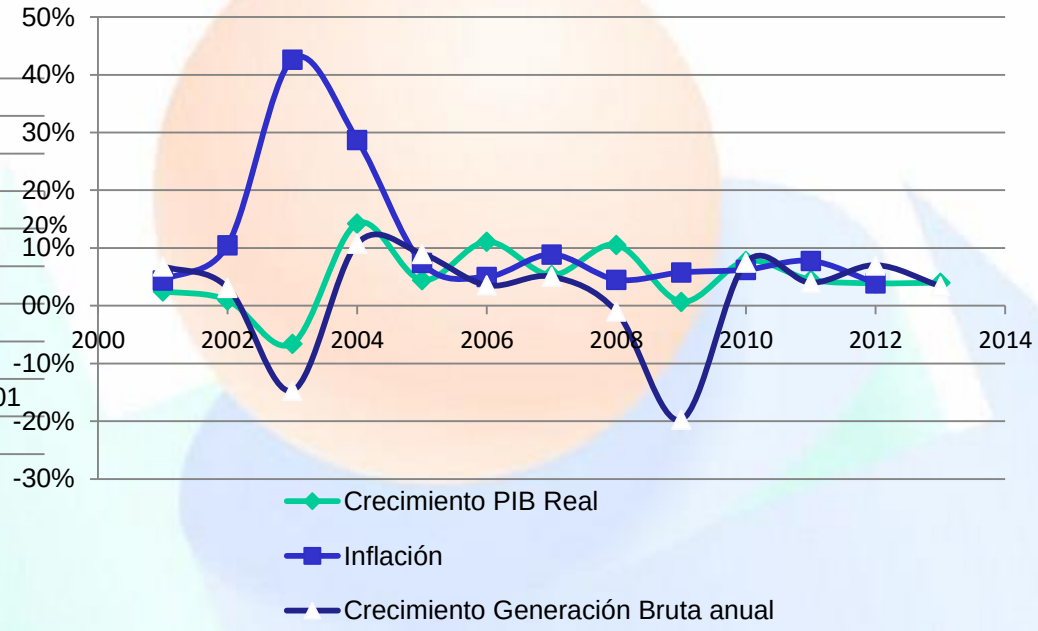
- **Antecedentes estudiados:**

- **Crecimiento del PIB v/s producción bruta de energía anual (Ftes: Banco Central-ONS)**

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Crecimiento PIB Real	2,5%	1,0%	-6,6%	14,3%	4,4%	11,1%	5,3%	10,5%	0,7%	7,8%	4,5%	3,9%	4%
Inflación	4,4%	10,5%	42,7%	28,7%	7,4%	5,0%	8,9%	4,5%	5,8%	6,2%	7,8%	3,91%	
Crecimiento Generación Bruta anual	6,8%	3,1%	-14,7%	10,8%	9,0%	3,5%	5,0%	-1,0%	-19,7%	7,5%	4,0%	7,02%	3,38%

% de crecimiento de la generación Bruta v/s Crecimiento PIB real





Pronósticos de demanda

- **Procedimiento utilizado para el pronóstico**

  Prospección de la demanda general del país (producción bruta o retiros totales)

  - **1.- Análisis macroeconómico y estadistico actualizado respecto del período anterior**
  - **2.- Uso de los supuestos y escenarios del informe prospectivo 2015 – 2030 CNE (demografía, hogares y escenarios de crecimiento)**
  - **3.- Ajuste del consumo per cápita hecho por INECON, considerando las pérdidas no técnicas**
  - **4.- Se mantienen supuestos de crecimiento industrial y comercial, servicios y AP**

Cuadro 4-1: Prospectivo CNE 2015-2030 sobre número de hogares[6]

Número de hogares, escenario tendencial y alternativo						
Año	*2010*	*2015*	*2020*	*2025*	*2030*	*Tasa 2010-2030*
Urbanos	1,994,687	2,234,493	2,449,907	2,661,371	2,897,402	1.90%
Rurales	682,909	660,686	630,410	601,043	580,538	-0.80%
Total	*2,677,596*	*2,895,179*	*3,080,317*	*3,262,414*	*3,477,940*	*1.30%*
Tamaño de hogares (número de personas por hogar)						
Urbanos	3.52	3.47	3.43	3.38	3.30	-0.30%
Rurales	3.56	3.53	3.50	3.46	3.40	-0.20%
Total	*3.53*	*3.48*	*3.44*	*3.40*	*3.22*	*-0.30%*
Población total adoptada						
Urbanos	7,013,575	7,757,711	8,398,350	9,008,233	9,561,427	1.60%
Rurales	2,431,706	2,330,932	2,203,656	2,081,672	1,973,829	-1.00%
Total	*9,445,281*	*10,088,643*	*10,602,006*	*11,089,905*	*11,535,256*	*1.00%*

Fuente : elaboración CNE sobre la base de información de la ONE

Pronósticos de demanda

CNE 2015 : Escenario conservador de crecimiento del consumo residencial

Año	GWh	Tasa %
2010	4,557	
2011	4,951	8.6%
2012	5,037	1.7%
2013	5,161	2.5%
2014	5,288	2.5%
2015	5,407	2.3%
2016	5,528	2.2%
2017	5,651	2.2%
2018	5,775	2.2%
2019	5,902	2.2%
2020	6,031	2.2%
2021	6,177	2.4%
2022	6,326	2.4%
2023	6,477	2.4%
2024	6,629	2.3%
2025	6,784	2.3%
2026	6,929	2.1%
2027	7,075	2.1%
2028	7,223	2.1%
2029	7,372	2.1%
2030	7,523	2.0%

Pronósticos de mercado

- **Para el pronóstico por mercado se especificó el siguiente mix:**
  - **Baja Tensión regulados, residenciales y otros BT (incluye todas las no BT1S)**
  - **No se distinguió rurales de urbanos**
  - **Media tensión Regulados y Media tensión de precio libre**
  - **Libres directamente conectados a SSEE de poder (Libres asociados a Tx)**
  - **Para las categorías anteriores, según tipo de medida (Simple energía, Energía demanda contratada /leida / horaria, doble horaria)**
  - **Se separó el mix según sector geográfico (por provincia)**
- **No se pronostica por clave tarifaria**
- **No se establece diferencia entre zonas urbanas y rurales, pero se abre por zona geográfica**
- **Crecimiento base residencial, vegetativo, <u>más ajustes por recuperación de ventas a mercado "no pago"</u> que es mucho más relevante al crecimiento, que el vegetativo.**

Cuadro 4-3: Pronósticos de crecimiento de hogares (CNE) y comparativo clientes residenciales y consumos específicos pronosticados por INECON.

(Fuente: INECON, sobre la base del informe CNE Prospectiva 2015 - 2030)

Consumo eléctrico proyectado por INECON para el mercado residencial (todas las EDE's)						
Año	Hogares ONE	Clientes Proyectados(1)	Tasa anual % ONE	Tasa anual % Estudio	Consumo específico(1)	Consumo específico(2)
	#	#	%	%	kWh /mes	kWh /mes
2015	2,895,179	2,184,829			125.83	142.19
2020	3,080,317	3,024,778	1.25%	6.72%	127.61	144.19
2025	3,262,414	3,577,704	1.16%	3.41%	130.28	147.22
2030	3,477,940	3,858,388	1.29%	1.52%	133.01	150.30

(1) Proyecciones estudio INECON, cobertura incluida en el modelo

(2) Estimación consumo potencial por hogar INECON

Pronósticos de mercado

INECON 2015 : Pronóstico
EDESUR

Cuadro 4-7: EDESUR, pronóstico de ventas de energía

EDESUR, PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA					
Año	*Media Tensión Regulados MWh*	*Media Tensión No regulados MWh*	*Baja Tensión Otros BT MWh*	*Baja Tensión Residenciales MWh(*)*	*Clientes Regularizados #*
2014	1,449,207	101,756	643,531	1,016,055	
2015	1,494,355	101,960	662,564	1,042,395	
2016	1,536,538	102,164	682,120	1,131,259	31,810
2017	1,584,094	102,368	702,211	1,206,450	23,593
2018	1,632,619	102,573	722,851	1,279,463	21,469
2019	1,682,353	102,778	744,056	1,350,613	19,537
2020	1,733,089	102,984	765,848	1,420,189	17,779
2021	1,785,937	103,189	788,240	1,488,459	16,179
2022	1,839,834	103,396	811,248	1,555,668	14,723
2023	1,895,018	103,603	834,897	1,622,043	13,398
2024	1,951,288	103,810	859,200	1,664,095	31,810
2025	2,009,755	104,017	884,181	1,707,236	
2026	2,069,581	104,226	909,857	1,751,497	
2027	2,131,172	104,434	936,252	1,796,905	
2028	2,194,435	104,643	963,384	1,843,490	
2029	2,259,132	104,852	991,274	1,891,283	
2030	2,325,673	105,062	1,019,951	1,940,315	

Pronósticos de mercado

INECON 2015 : Pronóstico
EDEESTE

Cuadro 4-5: EDEESTE, pronóstico de ventas de energía

	EDEESTE, PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA				
Año	*Media Tensión*	*Media Tensión*	*Baja Tensión*	*Baja Tensión*	*Clientes(*)*
	Regulados	*No regulados*	*Otros BT*	*Residenciales*	*Regularizados*
	MWh	*MWh*	*MWh*	*MWh(*)*	*#*
2014	779,853	350,026	460,680	1,041,892	
2015	807,293	350,727	470,954	1,068,750	
2016	835,985	351,428	481,429	1,190,868	48,645
2017	865,675	352,131	492,097	1,281,186	30,666
2018	896,742	352,835	502,959	1,369,362	28,366
2019	929,221	353,541	514,026	1,455,678	26,239
2020	963,233	354,248	525,295	1,540,394	24,271
2021	998,728	354,956	536,774	1,623,758	22,451
2022	1,035,832	355,666	548,472	1,706,000	20,767
2023	1,074,671	356,378	560,389	1,787,336	19,209
2024	1,115,538	357,090	572,522	1,833,429	
2025	1,158,233	357,805	584,882	1,880,712	
2026	1,202,803	358,520	597,467	1,929,217	
2027	1,249,629	359,237	610,290	1,978,975	
2028	1,298,520	359,956	623,351	2,030,019	
2029	1,349,964	360,676	636,650	2,082,382	
2030	1,403,675	361,397	650,196	2,136,098	

Pronósticos de mercado

INECON 2015 : Pronóstico

EDENORTE

Cuadro 4-6: EDENORTE, pronóstico de ventas de energía

EDENORTE, PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA					
Año	*Media Tensión Regulados MWh*	*Media Tensión No regulados MWh*	*Baja Tensión Otros BT MWh*	*Baja Tensión Residenciales MWh(*)*	*Clientes Regularizados #*
2014	833,195	168,450	421,739	1,180,354	
2015	853,799	168,787	435,196	1,284,811	
2016	873,611	169,124	448,641	1,384,435	40,584
2017	895,064	169,463	462,457	1,384,435	36,931
2018	896,742	169,802	476,656	1,479,762	33,608
2019	939,387	170,141	491,247	1,571,281	30,583
2020	962,669	170,481	506,247	1,659,440	27,831
2021	986,462	170,822	521,657	1,744,647	25,326
2022	1,011,177	171,164	537,493	1,827,279	23,046
2023	1,036,439	171,506	553,773	1,907,678	20,972
2024	1,062,262	171,849	570,502	1,949,060	
2025	1,088,663	172,193	587,687	1,991,349	
2026	1,115,652	172,537	605,353	2,034,568	
2027	1,143,472	172,883	623,501	2,078,736	
2028	1,171,912	173,228	642,160	2,123,873	
2029	1,200,987	173,575	661,335	2,170,003	
2030	1,230,712	173,922	681,046	2,217,147	

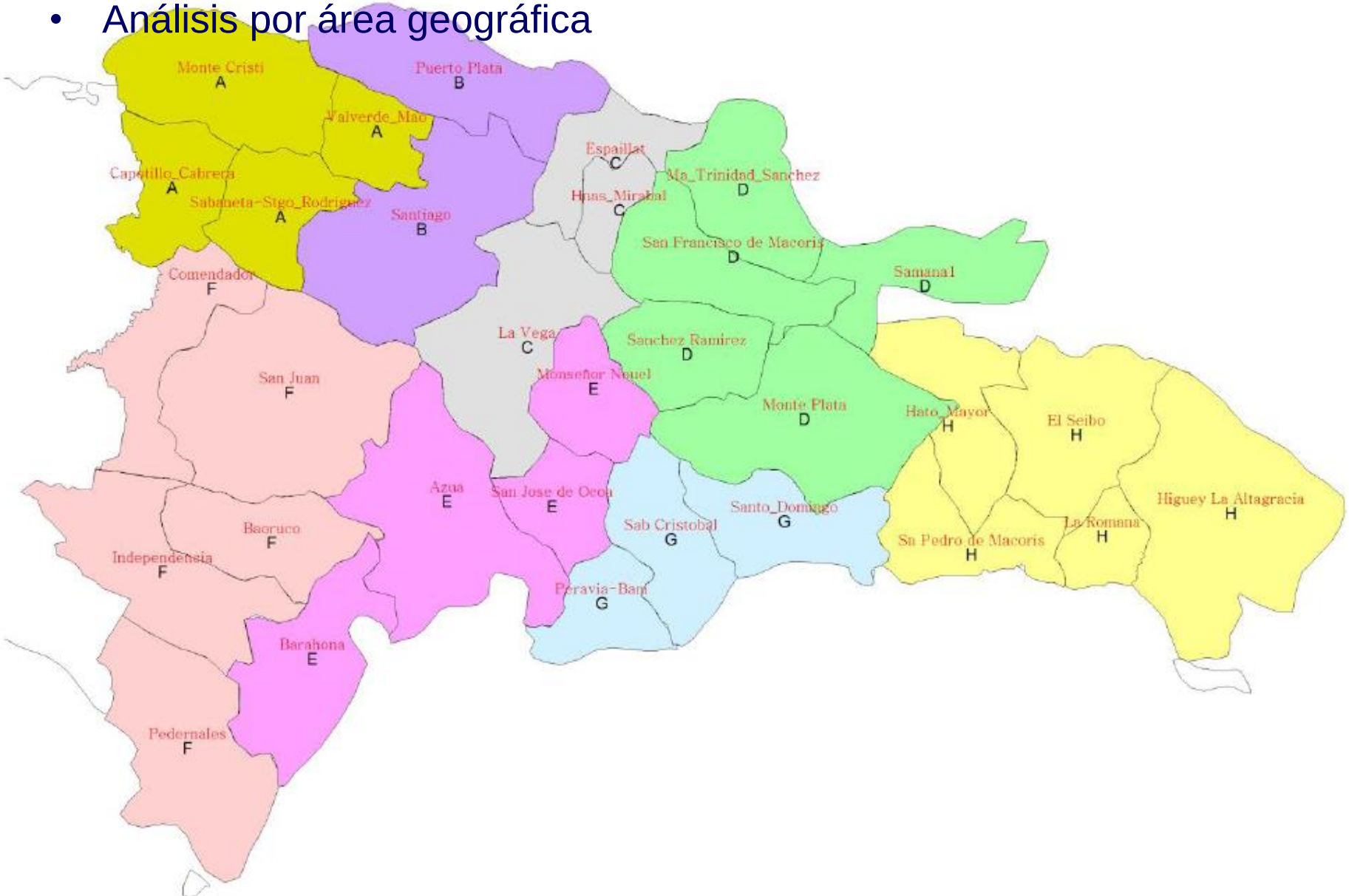
Pronósticos de mercado

- Análisis por área geográfica

PROVINCIA	SECTOR	PROVINCIA	SECTOR	PROVINCIA	SECTOR
Valverde_Mao	A	Monte Plata	D	Pedernales	F
Monte Cristi		Sanchez Ramirez		Independencia	
Capotillo_Cabrera		Samana1		Comendador	
Sabaneta-Stgo_Rodriguez		San Francisco de Macorís / Duarte		San Juan	
Puerto Plata	B	María_Trinidad_Sanchez		Baoruco	
Santiago		Barahona	E	Peravia-Bani	G
La Vega	C	Monseñor Nouel		Sab Cristobal	
Hnas_Mirabal		San Jose de Ocoa		Santo_Domingo	
Espaillat		Azua		El Seibo	H
		La Romana	H	Higuey La Altagracia	
		Sn Pedro de Macorís			
		Hato_Mayor			

Pronósticos de mercado

- Análisis por área geográfica



Pronósticos de mercado

- EDESUR : Proyecciones de facturación MWh (truncado a partir de 2020)

EDESUR	Ventas por sector y categoría MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector E								
1.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	13,527	13,722	13,919	14,120	14,324	14,531	14,742
5.0%	Otros BT (comercio - empresas)	32,398	34,240	36,175	38,208	40,343	42,586	44,942
5.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	43,144	45,301	43,660	45,843	48,136	50,542	53,070
2.0%	Otros MT (comercio - empresas)	31,707	34,128	36,597	39,338	42,135	45,210	48,348
2.5%	Residenciales	76,786	78,706	85,347	90,947	96,375	101,654	106,808
			2.5%	*8.4%*	*6.6%*	*6.0%*	*5.5%*	*5.1%*
Sector F								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	6,763	6,872	6,982	7,093	7,207	7,322	7,438
1.8%	Otros BT (comercio - empresas)	29,059	29,756	30,468	31,192	31,932	32,684	33,452
1.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	10,192	10,294	10,397	10,501	10,606	10,712	10,819
2.5%	Otros MT (comercio - empresas)	2,660	2,825	2,993	3,166	3,343	3,525	3,711
2.6%	Residenciales	20,202	20,727	22,496	23,993	25,446	26,863	28,249
			2.6%	*8.5%*	*6.7%*	*6.1%*	*5.6%*	*5.2%*
Sector G								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	63,760	64,733	65,721	66,724	67,742	68,775	69,824
2.5%	Otros BT (comercio - empresas)	498,024	513,241	528,856	544,873	561,304	578,158	595,451
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos MT	292,554	302,774	313,147	324,162	335,342	346,690	358,208
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	1,068,949	1,099,033	1,129,743	1,161,083	1,193,058	1,225,673	1,258,934
2.5%	Residenciales	919,066	942,962	1,023,416	1,091,511	1,157,642	1,222,096	1,285,133
			2.6%	*8.5%*	*6.7%*	*6.1%*	*5.6%*	*5.2%*

Nota: No contiene ajustes por hurtos ni cortes

Pronósticos de mercado

- EDESUR : Clientes Facturados (proyección truncada a partir de 2020)

EDESUR	Clientes por sector y categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sector E							
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos BT	750	765	780	796	812	828
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	20,529	20,632	20,735	20,839	20,943	21,048
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	218	218	218	218	218	218
5.4%	Otros MT (comercio - empresas)	142	150	158	167	176	186
0.8%	Residenciales	56,699	57,153	60,014	62,277	64,398	66,390
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.113**	**0.115**	**0.119**	**0.122**	**0.125**	**0.128**
Sector F							
0.8%	Gobierno y Ayuntamientos BT	530	534	538	542	546	550
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	20,225	20,326	20,428	20,530	20,633	20,736
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	104	104	104	104	104	104
2.0%	Otros MT (comercio - empresas)	30	31	32	33	34	35
1.8%	Residenciales	16,228	16,520	17,450	18,233	18,988	19,718
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.104**	**0.105**	**0.107**	**0.110**	**0.112**	**0.114**
Sector G							
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	1,933	1,937	1,941	1,945	1,949	1,953
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	130,464	131,116	131,772	132,431	133,093	133,758
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	602	614	626	639	652	665
2.0%	Otros MT (comercio - empresas)	2780	2,836	2,893	2,951	3,010	3,070
2.0%	Residenciales	334506	341,196	376,794	405,671	433,204	459,540
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.229**	**0.230**	**0.226**	**0.224**	**0.223**	**0.222**

Nota: No contiene ajustes por hurtos ni cortes

Pronósticos de mercado

- EDEESTE : Proyecciones de facturación MWh (truncado a partir de 2020)

EDEESTE	Ventas por sector y categoría MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector D								
1.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	939	955	970	986	1,002	1,018	1,035
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	5,615	5,677	5,739	5,802	5,865	5,928	5,991
5.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	0.357	0.375	0.394	0.413	0.434	0.456	0.478
2.5%	Otros MT (comercio - empresas)	1,429	1,567	1,709	1,853	2,002	2,154	231
2.0%	Residenciales	38,390	39,158	43,426	46,491	49,453	52,321	55,106
			2.0%	*10.9%*	*7.1%*	*6.4%*	*5.8%*	*5.3%*
Sector G								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	100,172	101,866	103,594	105,348	107,128	108,935	110,769
1.8%	Otros BT (comercio - empresas)	261,533	267,929	274,449	281,094	287,868	294,772	30,181
1.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	264,710	267,886	271,093	274,333	277,605	280,910	284,247
2.5%	Otros MT (comercio - empresas)	410,362	426,525	443,356	460,961	479,358	498,568	518,699
2.6%	Residenciales	674,192	691,721	770,897	829,517	886,767	942,830	997,875
			2.6%	*11.4%*	*7.6%*	*6.9%*	*6.3%*	*5.8%*
Sector H								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	24,697	25,073	25,454	25,841	26,234	26,633	27,038
1.9%	Otros BT (comercio - empresas)	67,723	69,454	71,223	73,026	74,863	76,740	78,653
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos MT	11,292	11,896	12,508	13,130	13,761	14,402	15,052
2.5%	Otros MT (comercio - empresas)	92,060	99,420	107,301	115,379	123,996	133,166	142,902
2.6%	Residenciales	329,310	337,872	376,546	405,178	433,143	460,527	487,413
			2.6%	*11.4%*	*7.6%*	*6.9%*	*6.3%*	*5.8%*

Nota: No contiene ajustes por hurtos ni cortes

Pronósticos de mercado

- EDEESTE : Clientes Facturados (proyección truncada a partir de 2020)

EDEESTE	Clientes por sector y categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector D								
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos BT	33	34	35	36	37	38	39
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	1,521	1,529	1,537	1,545	1,553	1,561	1,569
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	1	1	1	1	1	1	1
5.4%	Otros MT (comercio - empresas)	14	15	16	17	18	19	20
0.8%	Residenciales	36,615	36,908	38,996	40,438	41,807	43,108	44,347
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.087**	**0.088**	**0.093**	**0.096**	**0.099**	**0.101**	**0.104**
Sector G								
0.8%	Gobierno y Ayuntamientos BT	2,800	2,822	2,845	2,868	2,891	2,914	2,937
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	38,771	38,965	39,160	39,356	39,553	39,751	39,950
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	3,004	3,010	3,016	3,022	3,028	3,034	3,040
5.4%	Otros MT (comercio - empresas)	1,236	1,303	1,373	1,447	1,525	1,607	1,694
1.8%	Residenciales	351,349	357,673	395,588	422,552	448,513	473,565	497,795
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.160**	**0.161**	**0.162**	**0.164**	**0.165**	**0.166**	**0.167**
Sector H								
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	654	655	656	657	658	659	660
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	17,235	17,321	17,408	17,495	17,582	17,670	17,758
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	26	27	28	29	30	31	32
5.4%	Otros MT (comercio - empresas)	273	288	304	320	337	355	374
0.5%	Residenciales	194055	195,025	211,375	222,125	232,201	241,655	250,535
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.141**	**0.144**	**0.148**	**0.152**	**0.155**	**0.159**	**0.162**

Nota: No contiene ajustes por hurtos ni cortes

Pronósticos de mercado

- EDENORTE : Proyecciones de facturación MWh (truncado a partir de 2020)

EDENORTE	Ventas por sector y categoría MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector A								
1.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	5,865	5,962	6,060	6,160	6,260	6,362	6,465
2.5%	Otros BT (comercio - empresas)	36,277	37,380	38,510	39,669	40,856	42,078	43,330
5.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	8,963	9,411	8,640	9,072	9,526	10,002	10,502
2.0%	Otros MT (comercio - empresas)	71,088	72,899	74,745	76,628	78,549	80,509	82,896
2.5%	Residenciales	131,036	134,312	146,618	158,427	169,797	180,785	191,441
			2.5%	*9.2%*	*8.1%*	*7.2%*	*6.5%*	*5.9%*
Sector B								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	19,008	19,367	19,732	20,102	20,477	20,859	21,246
3.0%	Otros BT (comercio - empresas)	188,014	194,651	201,493	208,546	215,816	223,310	231,035
1.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	97,051	98,022	99,002	99,992	100,992	102,002	103,022
2.5%	Otros MT (comercio - empresas)	401,542	415,160	429,119	443,427	458,092	473,124	488,532
2.0%	Residenciales	548,000	558,960	607,560	653,765	697,829	739,986	780,447
			2.0%	*8.7%*	*7.6%*	*6.7%*	*6.0%*	*5.5%*
Sector C								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	12,183	12,375	12,570	12,769	12,970	13,174	13,382
2.5%	Otros BT (comercio - empresas)	69,436	71,557	73,731	75,960	78,249	80,595	83,005
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos MT	23,333	24,226	25,132	26,051	26,985	27,932	28,894
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	92,102	93,526	94,962	96,409	97,867	99,338	100,820
2.0%	Residenciales	226,028	230,549	250,595	269,652	287,827	305,215	321,903
			2.0%	*8.7%*	*7.6%*	*6.7%*	*6.0%*	*5.5%*
Sector D								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	9,308	9,833	9,990	10,150	10,312	10,476	10,643
2.5%	Otros BT (comercio - empresas)	62,324	64,214	66,151	68,141	70,182	72,273	74,421
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos MT	41,824	42,461	43,108	43,764	44,431	45,107	45,793
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	67,155	67,702	68,254	68,810	69,370	69,935	70,504
2.5%	Residenciales	190,430	195,191	213,074	230,235	246,759	262,728	278,213
			2.5%	*9.2%*	*8.1%*	*7.2%*	*6.5%*	*5.9%*
Sector E								
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos BT	2,365	2,400	2,436	2,473	2,510	2,547	2,586
2.5%	Otros BT (comercio - empresas)	16,960	17,457	17,966	18,489	19,024	19,573	20,135
1.5%	Gobierno y Ayuntamientos MT	1,487	1,510	1,532	1,555	1,579	1,602	1,626
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	28,648	28,882	29,118	29,355	29,595	29,837	30,080
2.5%	Residenciales	59,847	61,343	66,963	72,356	77,549	82,568	87,434
			2.5%	*9.2%*	*8.1%*	*7.2%*	*6.5%*	*5.9%*

Pronósticos de mercado

- EDENORTE : Clientes Facturados (proyección truncada a partir de 2020)

EDENORTE	Clientes por sector y categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sector A								
0.8%	Gobierno y Ayuntamientos BT	747	753	759	765	771	777	783
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	8,725	8,769	8,813	8,857	8,901	8,946	8,991
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	70	70	70	70	70	70	70
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	183	184	185	186	187	188	190
0.8%	Residenciales	87,404	88,103	93,411	98,347	102,945	107,237	111,251
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.125**	**0.127**	**0.131**	**0.134**	**0.137**	**0.140**	**0.143**
Sector B								
1.0%	Gobierno y Ayuntamientos BT	1,259	1,272	1,285	1,298	1,311	1,324	1,337
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	35,090	35,265	35,441	35,618	35,796	35,975	36,155
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos MT	244	244	244	244	244	244	244
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	1,127	1,136	1,145	1,154	1,163	1,172	1,181
0.8%	Residenciales	307,769	310,231	331,963	352,136	370,894	388,367	404,674
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.148**	**0.150**	**0.153**	**0.155**	**0.157**	**0.159**	**0.161**
Sector C								
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	1,006	1,008	1,010	1,012	1,014	1,016	1,018
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	15,729	15,808	15,887	15,966	16,046	16,126	16,207
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	86	88	90	92	94	96	98
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	402	405	408	411	414	417	420
1.0%	Residenciales	145698	147,155	156,566	165,357	173,585	181,304	188,562
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.129**	**0.131**	**0.133**	**0.136**	**0.138**	**0.140**	**0.142**
Sector D								
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	929	1,008	1,010	1,012	1,014	1,016	1,018
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	13,585	13,653	13,721	13,790	13,859	13,928	13,998
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	106	108	110	112	114	116	118
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	259	261	263	265	267	269	271
2.0%	Residenciales	120788	123,204	125,668	128,181	130,745	133,360	136,027
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.131**	**0.132**					
Sector E								
0.2%	Gobierno y Ayuntamientos BT	199	199	199	199	199	199	199
0.5%	Otros BT (comercio - empresas)	2,906	2,921	2,936	2,951	2,966	2,981	2,996
2.0%	Gobierno y Ayuntamientos MT	17	17	17	17	17	17	17
0.8%	Otros MT (comercio - empresas)	94	95	96	97	98	99	100
2.0%	Residenciales	30695	31,309	31,935	32,574	33,225	33,890	34,568
	CE RESIDENCIAL (MWh/cl-m)	**0.162**						

Metodología para el desarrollo eléctrico

1. ASPECTOS A CONSIDERAR EN EL PLAN DE DESARROLLO (PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE):

- INVENTARIO BASE DE LAS EMPRESAS
- RELACIONES ENTRE LA INFRAESTRUCTURA Y EL MERCADO ATENDIDO POR ZONA GEOGRÁFICA (Densidades, factores de uso, factores de carga y otros
- DISTORSIONES DEL MERCADO BASE Y/O LAS PROYECCIONES
  - CORTES POR GESTIÓN DE DEMANDA
  - PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
- MÉTODO PARA PROYECTAR LA INFRAESTRUCTURA FÍSICA, Y DRIVERS DE EFICIENCIA
  - EFICIENCIA EN LA CANTIDAD DE OBRA: SE ACTÚA SOBRE EL FACTOR DE UTILIZACIÓN, LA CEM Y EL DIMENSIONAMIENTO MODULAR
  - EFICIENCIA EN LOS PRECIOS DE LOS MÓDULOS – SE ESCOJE EL MÓDULO OPERACIONAL DE MENOR COSTO TOTAL
  - USO INCREMENTAL DE CONDUCTORES DE ALUMINIO SALVO CU #6. Y PRIMERA MILLA (Subestación)
  - CONSIDERAR TANTO LA REPOSICIÓN COMO EL COSTO DE RETIRO EN CASO DE REFUERZOS

- RESTRICCIONES
  - POSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE SSEE PRIMARIAS
  - SE RESPETA EL ESTÁNDAR CONSTRUCTIVO GENERAL, LMITANDO EL DESARROLLO MARGINAL SÓLO A 7,2/12,5 KV
  - SE SINTETZA LA RED DE BT
  - SE CORRIGE LA PORCIÓN EXCESIVA DE HURTOS .

Metodología para el desarrollo eléctrico

Generalidades

- El desarrollo incremental de la infraestructura de redes y equipos, se produce debido al crecimiento del mercado. Si éste crecimiento fuera nulo, sólo se requeriría realizar gastos de OyM anuales y reemplazar activos al terminar sus respectivas vidas útiles.

- La expansión de las redes para un año cualquiera, que permite prestar el servicio al crecimiento de la demanda del año siguiente y que cumple con los estándares de calidad exigidos, se puede describir mediante una ecuación como la siguiente:

$$[\Delta K, \Delta L] = [\Delta E, \Delta U] x [\alpha Fd, \beta Fp, \delta Fc^{-1}] x [IB]$$

- Donde:

ΔK :	Capacidad incremental en conductores y equipos
ΔL:	Longitud de redes en la disposición del plan
$\Delta E, \Delta U$	Crecimiento de las ventas de energía y del número de usuarios por categoría y nivel de Tensión
Fd, Fp, Fc	Factores de diversidad estadística, de potencia y de carga del grupo de crecimiento
α, β, δ	Factores de ajuste del modelo descriptivo de la potencia, densidades de carga y otros
IB	Vector descriptivo de la infraestructura base del año previo al del cálculo

Metodología para el desarrollo eléctrico

DEMANDA DE POTENCIA

- El mercado está compuesto por un número creciente de usuarios “U”, que demandan energía a las redes en cantidades variables “E”. La potencia resultante de la tasa de demanda de Energía en el corto plazo es la que determina las inversiones en redes y equipos para transmitir y distribuir.

CRECIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA:

1. Política de cargabilidad de transformadores por zona
2. Aporte de potencia y de diversidad de grupos de usuarios según el mercado proyectado y el balance de potencia coincidente que se proyecta para cada uno de los 15 años)
3. Densidad de carga por km2 y por km lineal de redes MT según sector geográfico
4. Tasas específicas de creación de infraestructura modular: empalmes, refuerzos de red, reemplazos de transformadores, nuevos transformadores, km red MT/BT etc.

- **BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA ANUAL**

Se proyectan 15 años de operación agregada, potencia coincidente, energía, clientes para un mundo sin cortes, y sin pérdidas no técnicas significativas.

Nota :

- Simplificación 1: Demanda coincidente de compras es la demanda coincidente de las redes
- Aporte de potencia de los residenciales: FDZ Suma(Ki x fdi)
- Aporte de potencia de otros BT y MT : FDZnr Suma (fdi x Ei /(fci x 8760)

Parámetros BTS1 modelados (Año 2014)

EMPRESA	SECTOR	Residencial, Específico	Horas de Uso DE LA POTENCIA
		KWh/mes	H/m
EDEESTE	D	87,4	600
	G	159,9	600
	H	141,4	600
EDENORTE	A	124,9	560
	B	148,4	560
	C	129,3	550
	D	131,4	560
	E	162,5	550
EDESUR	E	112,9	551
	F	103,7	550
	G	229,0	550

Nota : **Las horas de uso tarifarias se fijaron en un solo valor (550 h)**

Metodología para el desarrollo eléctrico

Políticas de desarrollo modeladas:

- **Nuevas troncales cuando los circuitos MT alcanzan la CEM (8 / 12 / 14 MVA en 12,5 kV)**
- **Nuevos transformadores MT/BT cuando se supera la política de cargabilidad en la zona**
- **Nuevas redes BT con cada nuevo transformador MT/BT**
- **Relación MT/BT según estándares urbano / rurales**
- **Se adicionan km de red MT y módulos constructivos en función de la carga total en MT/BT, y la distribución de las redes existentes en la zona de desarrollo (variaciones por densidad, proporción de circuitos monofásicos y otros)**

Pérdidas no técnicas:

- **Parte del stock de pérdidas no técnicas se modeló como clientes a regularizar**
- **Como contrapartida al plan de inversión resultante, la empresa de referencia se modela sin grandes hurtos ni pérdidas administrativas**

Cuadro 5-7: Detalle pérdidas no técnicas admitidas

Pérdidas no técnicas admitidas	*EDEESTE*	*EDENORTE*	*EDESUR*
Ventas [MWh]	2,632,451	2,586,157	3,216,721
Incobrables MT %	0.17%	0.16%	0.19%
Incobrables BT %	0.23%	0.24%	0.21%
Pérdida no técnica permitida	0.51%	0.55%	0.46%
Consumos propios (sumados a Ventas)	0.32%	0.53%	0.40%
Total pérdidas no eléctricas incluidas	***0.92%***	***0.95%***	***0.86%***

Metodología para el desarrollo eléctrico

Resumen Características de la Infraestructura (Año 2014)

EMPRESA REAL	UNIDAD	EDEESTE			EDENORTE					EDESUR		
SECTOR		D	G	H	A	B	C	D	E	E	F	G
SUPERFICIE	km2	8.084	3.500	8.461	4.981	4.757	3.654	8.084	6.273	6.273	10.429	3.500
KVA (tot)	kVA	71.127	1.426.313	439.091	202.320	1.156.062	469.635	353.783	103.425	150.552	139.744	2.426.148
METROS_RED MT	m	1.078.201	3.109.027	2.631.795	1.695.789	4.032.741	2.819.387	2.493.886	567.274	1.179.193	1.517.978	3.845.602
TRAMO_MEDIO	m	52	24	34	65	55	57	61	55	61	63	48
TTDD MT/BT-cia	Cantidad	1.064	13.406	5.000	3.120	14.132	7.575	5.529	1.622	2.242	2.791	22.129
	kVA	39.425	848.017	281.427	131.187	709.920	302.220	219.974	70.626	104.210	112.207	1.660.585
TTDD MT/BT-part	Cantidad	1.062	6.076	2.411	860	4.959	2.550	2.061	570	692	370	4.370
	kVA	31.702	578.296	157.664	71.133	446.142	167.415	133.809	32.799	46.342	27.537	765.563
Rad Medio BT	BT (m)	182	162	158	98	143	112	90	70	158	163	139
Unitario	m	15	8	15	17	15	15	15	14,5	15	15	7,5
Long RED	mt	1.046.311	2.962.912	2.520.630	1.628.129	3.746.376	2.667.512	2.380.036	535.490	1.135.183	1.470.563	3.646.860
Troncal_3F	mt	226.425	1.193.467	1.011.063	695.858	1.201.251	634.025	692.414	148.068	292.760	371.331	1.119.702
Troncal_1 tramo	mt	80.687	631.299	446.487	67.685	138.401	35.018	33.465	11.602	113.518	147.056	364.686
Ramales	mt	739.199	1.138.146	1.063.080	864.586	2.406.724	1.998.469	1.654.157	375.820	728.905	952.176	2.162.472
Postes MT	#	20.661	128.866	76.897	26.052	73.190	49.691	40.940	10.260	19.273	24.060	79.291
Densidad	kVA/km	37	273	107	77	176	107	88	125	88	74	432
Tasa km Subt	%	0%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	1%	0%	0%	3%
Tasa TTDD/sub	%	0%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	1%	0%	0%	3%
Tasa Trif/total (longitud)	%	22%	40%	40%	52%	31%	26%	31%	31%	95%	92%	77%
kVA/km	kVA/km	38	286	112	81	189	113	92	132	92	76	455
Empresa de Referencia												
Linea trifásica/total red		22%	40%	40%	43%	32%	24%	29%	28%	26%	25%	31%
Pesada/Total Trif		8%	21%	18%	10%	12%	6%	5%	8%	10%	10%	10%
mt/kVA		15	2	6	8	3	6	7	5	8	11	2
Troncal/	total m3f	22%	40%	40%	43%	32%	24%	29%	28%	26%	25%	31%
Salidas/	total m3f	8%	21%	18%	4%	4%	1%	1%	2%	10%	10%	10%
Relación	Sb/Total	0%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	1%	0%	0%	3%
km MT Total		1.046.311	2.962.912	2.520.630	1.628.129	3.746.376	2.667.512	2.380.036	535.490	1.135.183	1.470.563	3.646.860
km MT Subt		3.119	86.282	2.490	7.955	123.149	24.656	25.975	4.568	1.187	2.940	105.886
de troncales	m	10	121	63	12	57	21	15	8	14	9	181
Total	m	31.890	146.115	111.165	67.660	286.365	151.875	113.850	31.784	44.010	47.415	198.743

Resumen Flujo físico (Año 2014)

Cuadro 5-1: Balances de potencia y energía 2014

(Fuente : Inecon y datos de las empresas)

BALANCES DE POTENCIA DE PUNTA	EDEESTE		EDENORTE		EDESUR	
	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW
Compras / Retiros	***4,130,098***	***706,837***	***3,814,980***	***605,000***	***4,245,777***	***667,920***
Pérdidas de Transmisión	17,084	3,528	15,987	3,145	15,663	4,559
Ventas en Transmisión	152,065	10,849	0	0	3,324	237
Ingreso a Dx (Ingresos a MT)	***2,952,881***	***588,343***	***2,819,288***	***474,553***	***3,574,423***	***619,689***
Ventas en media tensión Regulados	779,853	181,682	840,627	130,293	1,455,379	240,108
Ventas en media tensión No regulados	350,026	54,736	168,450	19,229	101,756	11,616
Consumos propios MT (2)	2,357	317	7,432	1,102	6,173	915
Pérdidas en el Sistema de MT	142,626	39,831	93,060	24,915	171,392	29,530
Ingresos a BT	***1,678,018***	***311,777***	***1,717,151***	***300,098***	***1,839,778***	***337,520***
Ventas en BT no residencial	460,680	111,892	421,739	102,434	643,531	156,303
Ventas en BT Residencial	1,041,892	157,862	1,155,340	175,052	1,016,055	153,948
Consumos propios BT (2)	2,656	551	4,921	730	111	16
Pérdidas en el Sistema BT (1)	172,791	41,472	135,150	21,883	180,081	27,252
Pérdidas no técnicas totales (3)	**1,008,068**	**104,117**	**979,706**	**127,302**	**652,367**	**43,435**
Porcentaje sobre retiros	***24.41%***	***14.73%***	***25.68%***	***21.04%***	***15.37%***	***6.50%***

(1) Incluye incobrables y porción de hurto inherente permitido
(2) Los consumos propios están incluidos en las ventas
(3) Estas pérdidas no técnicas son no permitidas y se retiran del balance

Resumen Flujo físico (Año 2014)

Cuadro 5-6: Balances Físicos Resumidos

BALANCES TARIFARIOS DE LAS EMPRESAS DE REFERENCIA	EDEESTE		EDENORTE		EDESUR	
	MWh	KW	MWh	KW	MWh	KW
Compras de potencia de la empresa real, proyectadas	**4,130,098**	**706,837**	**3,814,980**	**605,000**	**4,245,777**	**667,920**
Pérdidas de Transformación AT/MT	*17,084*	*3,528*	*15,987*	*3,145*	*15,663*	*4,559*
Pérdidas no técnicas proyectadas (post recuperación)	*1,008,068*	*104,117*	*979,706*	*127,302*	*652,367*	*43,435*
	24.4%	*14.7%*	*26.6%*	*19.6%*	*16.7%*	*6.1%*
Ingresos de Potencia empresa modelo en Distribución	***2,952,881***	***588,343***	***2,819,288***	***474,553***	***3,574,423***	***619,689***
Pérdidas de la empresa modelo en Media Tensión	*138,097*	*39,831*	*93,060*	*24,915*	*171,392*	*29,530*
Ventas en Media Tensión, mercado Regulado	779,853	181,682	840,627	130,293	1,455,379	240,108
Ventas en Media Tensión, mercado no Regulado	350,026	54,736	168,450	19,229	101,756	11,616
Consumos propios en media tensión	2,357	317	7,432	1,102	6,173	915
Incobrables en media tensión	4,529	1,182	4,036	748	6,229	1,259
Ingresos de Potencia al Sistema de Baja Tensión	***1,678,018***	***311,777***	***1,717,151***	***300,098***	***1,839,778***	***337,520***
Pérdidas de la empresa modelo en Baja Tensión	*153,223*	*41,472*	*117,748*	*21,883*	*158,507*	*27,252*
Ventas en Baja tensión, no residenciales	460,680	111,892	421,739	102,434	643,531	156,303
Ventas en Baja Tensión residenciales,	1,041,892	157,862	1,155,340	175,052	1,016,055	153,948
Incobrables en baja tensión	*6,021*	*0*	*6,328*	*0*	*6,638*	*0*
Consumos propios en baja tensión tensión	*2,656*	*551*	*4,921*	*730*	*111*	*16*
Pérdida no técnica permitida	*13,547*	*0*	*14,238*	*0*	*14,936*	*0*

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **Algunas situaciones generan distorsiones en el modelo y se deben considerar, estimar sus efectos en tarifas (V.A.D's).**

  - **Las empresas no dan servicio las 24 horas a una parte importante de la población, existen clientes con cortes y clientes sin cortes ←> La empresa de referencia da servicio del mismo tipo y calidad a todos los clientes, de forma continua**
  - **Las empresas muestran un nivel de pérdidas no técnicas demasiado elevado que implica que las pérdidas valorizadas son del orden del margen de comercialización eficiente. ←> La empresa de referencia no tiene permitidas las pérdidas no técnicas superiores a niveles naturales para un mercado y una gestión sana**

  - **Como resultado de la gestión de la demanda, hay infraestructura que en la empresa modelo se instala para la potencia suministrada, que las empresas reales en realidad no utilizan, debido a que controlan punta, se altera el factor de uso de instalaciones y sus compras de energía no se corresponden con el uso de potencia que predicen los modelos de mercado.**

  - **Como resultado de que las pérdidas no técnicas son demasiado elevadas, si éstas se consideraran demanda, entonces la infraestructura de la empresa modelo debería ser ajustada a una demanda mayor, incidiendo en un fuerte descuento de los ingresos tarifarios, el cual de aplicarse agravaría la condición de las empresas. Por lo tanto se ha optado por incluir en el plan tarifario, las acciones para recuperar al menos la mitad del hurto existente, con lo cual se impacta tanto la facturación, como las inversiones y el COyM.**

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **La gestión de la demanda**

  - **La corrección se efectuó al denominador de la demanda de las empresas, que sirve de base al CID, descontando aquella potencia que claramente no está presente en la operación diaria. Esta menor demanda causa distorsiones también en diversos indicadores técnicos, como factores de utilización y factores de carga.**

Cuadro 5-2: Energía No Suministrada por mes por Empresa

Fuente : EDEs

	EDESUR	EDEESTE	EDENORTE
	MWh	MWh	MWh (estimado inecon)
ENERO	51,381	75,325	63,353
FEBRERO	49,922	71,784	60,853
MARZO	53,608	83,370	68,489
ABRIL	43,295	81,770	62,532
MAYO	51,347	90,146	70,747
JUNIO	50,986	93,989	72,488
JULIO	49,811	99,566	74,688
AGOSTO	50,762	93,918	72,340
SEPTIEMBRE	50,336	87,548	68,942
OCTUBRE	50,227	91,072	70,649
NOVIEMBRE	47,639	81,210	64,424
DICIEMBRE	45,833	73,761	59,797

ENERGÍAS NO SUMINISTRADAS 2014	*EDEESTE*		*EDENORTE*		*EDESUR*	
	MWh	*kW*	*MWh*	*kW*	*MWh*	*kW*
Compras / Retiros	*4,130,098*	*706,837*	*3,874,726*	*605,000*	*4,245,777*	*667,920*
Pérdidas de Transmisión	17,084	3,528	15,987	3,145	15,663	4,559
Ventas en Transmisión	152,065	10,849	0	0	3,324	237
Ingreso a Dx	*3,929,771*	*689,429*	*3,798,994*	*594,708*	*4,208,536*	*662,422*
Energía/Potencia no suministrada	595,148	94,070	1,023,458	161,769	809,303	127,919
Porcentaje	15.14%		26.94%		19.23%	

	CORTES	PÉRDIDAS	CONSUMOS		CORRECCIÓN (+)	
	MW	MW	AT MW	BT MW	AT MW	BT MW
EDE ESTE	94	20	236	257	36	39
EDENORTE	162	34	150	277	45	83
EDESUR	128	27	252	310	45	56

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **El problema de las pérdidas no técnicas**

  - **En el caso de las pérdidas no técnicas que son sumamente elevadas, se ha optado por insertar un plan de recuperación en el modelo del CID, para reflejar así los efectos en las inversiones y en la demanda suministrada a clientes pago.**
  - **Por o anterior, la tarifa tiende a subir anticipando la ejecución de las inversiones pertinentes, lo que se entiende proporciona los retornos para que los déficit de inversiones y gastos orientados a corregir el problema del hurto puedan llevarse a cabo. Sin dicho ajuste, la empresa no podría tomar deuda para acometer estos planes, que ya son de montos muy elevados.**

  - **Se relata sí un plan de inversiones y gastos necesario para reducir el hurto de energía de forma que en el plazo de entre seis y siete años, las pérdidas no técnicas sean un 50% de las actuales (aproximadamente la meta es llegar al 10% de pérdidas no técnicas).**

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

Plan "tarifario" de reducción de hurtos

	EDEESTE		EDENORTE		EDESUR	
	Pérdida No técnica MWh	Clientes a recuperar	*Pérdida No técnica MWh*	Clientes a recuperar	*Pérdida No técnica MWh*	Clientes a recuperar
2014	1,017,307		1,018,481		665,251	
2015	1,027,480		1,028,665		671,903	
2016	1,037,755	48,645	1,038,952	40,584	678,622	31,810
2017	923,602	30,666	945,446	36,931	603,974	23,593
2018	854,332	28,366	860,356	33,608	549,616	21,469
2019	790,257	26,239	782,924	30,583	500,151	19,537
2020	730,988	24,271	712,461	27,831	455,137	17,779
2021	676,163	22,451	648,339	25,326	414,175	16,179
2022	625,451	20,767	589,989	23,046	376,899	14,723
2023	578,542	19,209	536,890	20,972	342,978	13,398
2024	535,152	0	488,570		312,110	
2025	540,503	0	493,456		315,231	
2026	545,908	0	498,390		318,383	
2027	551,367	0	503,374		321,567	
2028	556,881	0	508,408		324,783	
2029	562,450	0	513,492		328,031	
2030	568,074	0	518,627		331,311	

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

EDEESTE : Perfil del proyecto de control de hurto

	EDEESTE		Proyecto de control de hurto						
Año	Clientes captados	MWh	MWh	Inversión en Empalmes	Inversión en Redes BT	Inversión en Redes MT	Total (incl O&M)	Factura ción	Flujo Neto
	(nuevos)	(nuevos)	Facturable	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
2014								VAN=	$ 72,760
2015									
2016	48,645	47,283	47,283	4,273	2,479	1,615	11,571	1,050	-10,521
2017	30,666	77,091	124,988	2,694	11,347	8,852	26,818	2,775	-24,043
2018	28,366	57,380	183,993	2,492	8,059	5,797	19,263	4,085	-15,178
2019	26,239	53,077	239,461	2,305	7,572	5,327	17,904	5,316	-12,588
2020	24,271	49,096	291,670	2,132	7,129	4,905	16,465	6,475	-9,990
2021	22,451	45,414	340,875	1,972	6,729	4,682	15,560	7,567	-7,992
2022	20,767	42,008	387,314	1,824	6,366	4,204	14,432	8,598	-5,833
2023	19,209	38,857	431,206	1,687	6,039	3,967	13,623	9,573	-4,051
2024		18,672	455,484		2,892	3,713	7,265	10,112	2,847
2025			461,405		2,179	2,763	4,941	10,243	5,302
2026			467,403					10,376	10,376
2027			473,479					10,511	10,511
2028			479,635					10,648	10,648
2029			485,870					10,786	10,786
2030			492,186					10,927	10,927

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

EDENORTE : Perfil del proyecto de control de hurto

	EDENORTE		Proyecto de control de hurto						
Año	Clientes captados	MWh	MWh	Inversión en Empalmes	Inversión en Redes BT	Inversión en Redes MT	Total (incl O&M)	Facturación neta	Flujo Neto
	(nuevos)	(nuevos)	Facturable	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
2014								VAN=	$ 73,158
2015									
2016	40,584	39,448	39,448	3,565	3,695	3,217	13,698	876	-12,823
2017	36,931	75,345	115,306	3,244	10,870	8,766	26,954	2,560	-24,394
2018	33,608	68,564	185,369	2,952	9,841	7,850	24,114	4,115	-19,998
2019	30,583	62,393	250,172	2,686	8,918	7,054	21,808	5,554	-16,254
2020	27,831	56,778	310,202	2,445	8,089	6,400	19,595	6,886	-12,708
2021	25,326	51,668	365,902	2,225	7,346	5,772	17,784	8,123	-9,661
2022	23,046	47,018	417,677	2,024	6,682	5,198	16,148	9,272	-6,875
2023	20,972	42,786	465,893	1,842	6,086	4,885	14,898	10,343	-4,555
2024		20,385	492,335	0	2,330	3,569	6,489	10,930	4,441
2025			498,735	0	0	3,516	3,516	11,072	7,556
2026			505,218					11,216	11,216
2027			511,786					11,362	11,362
2028			518,440					11,509	11,509
2029			525,179					11,659	11,659
2030			532,007					11,811	11,811

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

EDESUR : Perfil del proyecto de control de hurto

EDESUR			Proyecto de control de hurto						
Año	Clientes captados	MWh	MWh	Inversión en Empalmes	Inversión en Redes BT	Inversión en Redes MT	Total (incl O&M)	Facturación	Flujo Neto
	(nuevos)	(nuevos)	Facturable	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
2014								VAN=	$ 64,509
2015									
2016	31,810	30,920	30,920	2,794	5,484	3,117	13,898	686	-13,212
2017	23,593	53,852	85,174	2,072	5,740	3,058	13,124	1,891	-11,233
2018	21,469	43,800	130,081	1,886	4,957	2,662	11,571	2,888	-8,683
2019	19,537	39,858	171,631	1,716	4,489	2,596	10,700	3,810	-6,890
2020	17,779	36,271	210,133	1,562	4,076	2,305	9,464	4,665	-4,799
2021	16,179	33,007	245,871	1,421	3,708	2,334	8,898	5,458	-3,440
2022	14,723	30,036	279,104	1,293	3,382	2,089	8,094	6,196	-1,898
2023	13,398	27,333	310,065	1,177	3,094	2,120	7,652	6,883	-768
2024		13,022	327,118					7,262	7,262
2025			331,371					7,356	7,356
2026			335,678					7,452	7,452
2027			340,042					7,549	7,549
2028			344,463					7,647	7,647
2029			348,941					7,746	7,746
2030			353,477					7,847	7,847

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **Costos del plan tarifario del control de hurto para las tres empresas**

	EDEESTE O&M			EDEESTE	EDDESTE
Año	O&M	Inspección	Comercial	Gasto Total Capex+Opex	Gasto Maximo (Capex+Opex)
	MUSD Técnico	MUSD Inspección	MUSD Comercial	USD/clte (I+OyM)	USD/clte (I+OyM)
2016	837	1200	1,167	238	404
2017	2,289	900	736	874	1,487
2018	1,635	600	681	679	1,154
2019	1,520	550	630	682	1,160
2020	1,417	300	583	678	1,153
2021	1,338	300	539	693	1,178
2022	1,239	300	498	695	1,181
2023	1,169	300	461	709	1,206
2024	660		0		

Nota : Tarifa de venta : 105 USD/MWh
Tarifa de compra : 72 USD/MWh
Valor residual , perpetuidad del año de facturación 15
Tasa de retorno : 9,02 % anual (antes de impuestos)

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **Costos del plan tarifario del control de hurto para las tres empresas**

	EDENORTE O&M			EDENORTE	EDENORTE
	O&M	Inspección	Comercial	Gasto Total Capex+Opex	Gasto Maximo (Capex+Opex)
	MUSD Técnico	MUSD Inspección	MUSD Comercial	USD/clte (I+OyM)	USD/clte (I+OyM)
2016	1,048	1200	974	338	547
2017	2,288	900	886	730	1,182
2018	2,064	600	807	718	1,162
2019	1,866	550	734	713	1,155
2020	1,693	300	668	704	1,141
2021	1,534	300	608	702	1,138
2022	1,390	300	553	701	1,135
2023	1,281	300	503	710	1,151
2024	590				

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

- **Costos del plan tarifario del control de hurto para las tres empresas**

	EDESUR O&M			EDESUR	EDESUR
	O&M	Inspección	Comercial	Gasto Total Capex+Opex	Gasto Maximo (Capex+Opex)
	MUSD Técnico	MUSD Inspección	MUSD Comercial	USD/clte (I+OyM)	USD/clte (I+OyM)
2016	1,140	600	763	437	896
2017	1,087	600	566	556	1,140
2018	951	600	515	539	1,105
2019	880	550	469	548	1,123
2020	794	300	427	532	1,091
2021	746	300	388	550	1,127
2022	676	300	353	550	1,127
2023	639	300	322	571	1,171
2024	0		0		

Distorsiones a resolver en la empresa de referencia

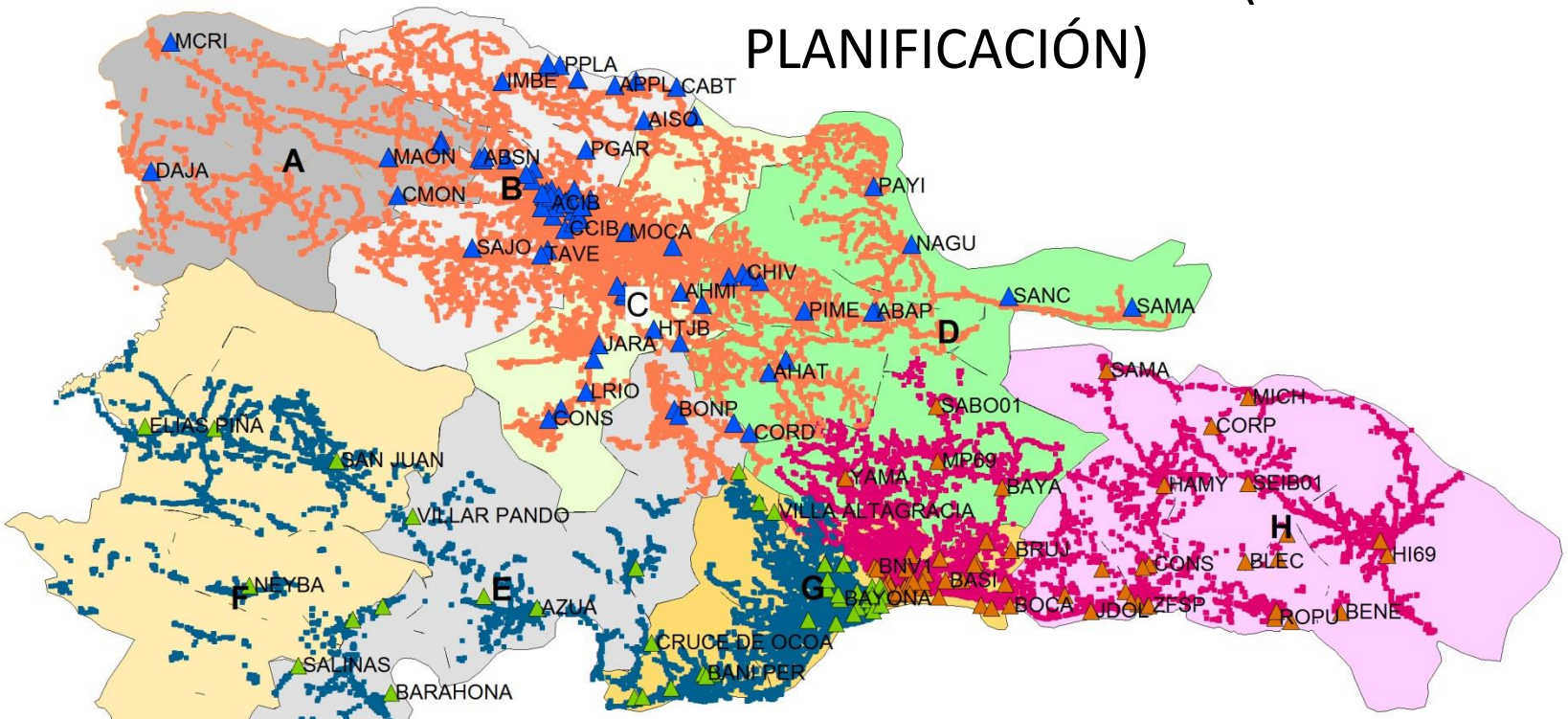
- **Costos del plan tarifario del control de hurto para las tres empresas**

Gastos totales asociados al Plan para las tres EDE's							
Año	Gasto O&M	Inspectores	Comercial	Total OyM	Costo de Inversión	Costo de Compra	Total
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Total costo bruto del plan:							892.537
2016	3,024	3,000	2,905	8,929	30,239	9,741	48,909
2017	5,664	2,400	2,189	10,253	66,896	26,949	104,097
2018	4,650	1,800	2,003	8,452	54,948	41,354	104,754
2019	4,266	1,650	1,833	7,749	50,412	54,753	112,914
2020	3,904	900	1,677	6,481	45,523	67,234	119,239
2021	3,619	900	1,535	6,054	42,242	78,879	127,175
2022	3,306	900	1,405	5,611	38,674	89,763	134,048
2023	3,090	900	1,286	5,276	36,173	99,953	141,402

Nota : El financiamiento del costo de compra es esencial al menos mientras se disciplina la facturación y los programas de regularización y deuda que adquieren los usuarios.

Resultados físicos generales

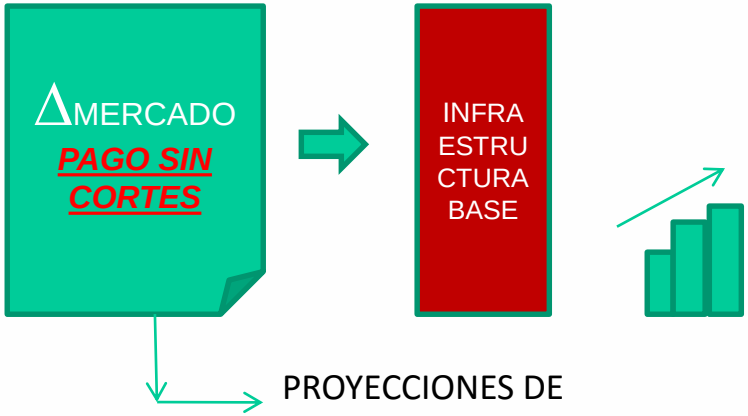
INFRAESTRUCTURA (SECTORES DE PLANIFICACIÓN)



PROVINCIA	SECTOR	PROVINCIA	SECTOR	PROVINCIA	SECTOR
Valverde_Mao	A (EDENORTE)	Monte Plata	D (EDENORTE)	Pedernales	F (EDESUR)
Monte Cristi		Sanchez Ramirez		Independencia	
Capotillo_Cabrera		Samana1		Comendador	
Sabaneta-Stgo_Rodriguez		San Francisco de Macoris / Duarte		San Juan	
Puerto Plata	B (EDENORTE)	Ma_Trinidad_Sanchez		Baoruco	
Santiago		Barahona	E (EDENORTE / EDESUR)	Peravia-Bani	G (EDEESTE / EDESUR)
La Vega	C (EDENORTE)	Monseñor Nouel		Sab Cristobal	
Hnas_Mirabal		San Jose de Ocoa		Santo_Domingo	
Espaillat		Azua		El Seibo	H (EDEESTE)
		La Romana	H (EDEESTE)	Higuey La Altagracia	
		Sn Pedro de Macoris			
		Hato_Mayor			

Resultados físicos generales

- PROYECCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA FÍSICA



ΔCrecimientos Anuales (FÍSICO)

Set de drivers que describen la política de inversión en módulos de red

- Salidas MT
- desarrollo de troncales
- desarrollo trifásico MT
- desarrollo monofásico MT
- equipos MT
- Nuevos TTDD
- Nuevos TTPP
- Nuevos empalmes MT particulares
- Nuevas redes de BT
- Nuevos empalmes BT
- Refuerzos MT
- Inversiones en SSEE primarias

- Criterios de expansión : Enunciación de políticas (modelos) de expansión paramétricas

- Costos de expansión (inversión) sobre elementos modulares de la red

Resultados físicos generales

- COSTOS MODULARES
  - TRANSFORMADORES AT/MT, BARRA AT, BARRA MT, PROTECCIONES, SSAA, TERRENO, DIFERENTES CAPACIDADES
  - SALIDAS MODULARES PARA NUEVOS ALIMENTADORES MT EN 12,5 /7,2 KV
  - TRONCALES AÉREAS INICIALES EN 477 MCM ACSR
  - SALIDAS SUBTERRÁNEAS XLPE 500 MCM AL
  - LÍNEAS TRIFÁSICAS MT AÉREAS VARIOS TIPOS DE CONDUCTOR 4/0, N° 2, N° 4, 265 MCM AL Y N° 6 CU
  - LÍNEAS MONOFÁSICAS EN SECCIONES N° 2 AWG E INFERIOR (AAAC)
  - TRAMOS SOTERRADOS EN XLPE CON SOTERRAMIENTO SIMPLE
  - EQUIPOS MT : RECONECTADORES / DESCONECTADORES Y SECCIONADORES BAJO CARGA Y DESC. FUSIBLES
  - EQUIPO MT : BANCOS DE CONDENSADORES MT EN POSTE.
  - TRANSFORMADORES AÉREOS Y EN GABINETE, TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS MT/BT DIFERENTES CAPACIDADES
  - RED BT MODULAR PARA DIFERENTES CAPACIDADES, NÚMERO DE SALIDAS, LONGITUD, CON PROPORCIÓN DE SOTERRAMIENTO Y CANALIZACIÓN EN MURO.
  - EMPALMES BT Y ARRANQUES MT PARA TRANSFORMADORES
  - MEDIDORES BT SIMPLES , BT CON LECTURA DEMANDA SIMPLE O DOBLE Y EN MT, SE AGREGA UN ECM.

- PRECIOS UNITARIOS:
  - COTIZACIONES DE MATERIALES OBTENIDAS EN REPÚBLICA DOMINICANA (SERPECA/EFRAIN MATEO/ A GERMAN)
  - COSTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS COTIZADOS EN REPÚBLICA DOMINICANA Y COSTOS INFORMADOS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
  - COSTOS DE EQUIPO ELÉCTRICO Y CONDUCTORES, SEGÚN BASES DE DATOS DE TASACIONES Y PROYECTOS, 2013

,, 2014 Y 2015

Resultados físicos generales

Cuadro 5-17: Definición de la CEM para troncales según el conductor a utilizar

Conductor para 12.5 kV	Capacidad Térmica MW	Capacidad Económica MW
630 MM2 CU XLPE	19.6	14.91
500 MM2 AL XPLE	15.8	12.00
600 MCM CU XLPE	15.0	11.44
556.5 MCM ACSR	15.2	11.52
500 MCM AL XLPE	11.1	8.42
500 MCM CU XLPE	13.7	10.43
477 MCM ACSR HAWK	13.9	10.53

Red BT, criterios diseño

- Tramo medio entre postes : 40 metros.
- Tipo de postación 400 kN, 9 m, enterramiento 1.8 m.
- Separación media anclajes : 120 m.
- Derivaciones vía regleta aérea para cruce de líneas sobre la vía pública : Permitida.
- Alcance máximo de un circuito de tendido monofásico : 120 m.
- Sección de conductor empleado en la red: no cónica hasta cuatro salidas BT por transformador, determinada por requisitos mecánicos, no eléctricos.
- Apoyo en muros : No permitido.
- Neutro continuo en BT : SI.
- Cargas por empalme BT : 1, 1.5 , 2, 5, 10 kVA, 25 kVA.
- Empalmes de más de 10 kVA: trifásicos.
- Límites de zona en áreas urbanas: SI, vía puentes manuales.

FACTORES DE USO DE LA CAPACIDAD EN TTDD PROPIOS	FUT REAL	FUT ADAP
EDEESTE (PROMEDIO)	0.31	*0.47*
EDENORTE (PROMEDIO)	0.36	*0.47*
EDESUR (PROMEDIO)	0.33	*0.47*

Resultados físicos generales

Plan de expansión resultante en Transformación primaria USD mil

SUBESTACIONES PRIMARIAS		EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
ACTIVO VALORIZADO	*MUSD*	*75,172*	*51,081*	*58,665*
Capacidad	*MVA*	*1,739*	*1,263*	*1,026*
Unitario	*MUSD/MVA*	43.2	40.5	57.2
Planes de inversión propuestos por INECON para las subestaciones de transformación primaria	**2015**	3,467	2,556	133
	2016	1,617	3,887	2,981
	2017		408	408
	2018		1,149	1,149
	2019	1,617	2,807	2,401
	2020	1,179		
	2021	1,179	2,981	2,633
	2022	1,179	2,981	0
	2023			0
	2024			2,517
	2025			2,517
	2026	1,150		0
	2027	1,150		0
	2028	1,150	2,981	2,517
	2029	1,150	1,950	2,517

Resultados físicos generales

Costos modulares INECON para media tensión (USD mil)

Cuadro 5-20: Costos modulares de desarrollo de líneas 12.5 / 7.2 kV calculados

B-2	LINEA TRIFÁSICA DE MEDIA TENSIÓN TRONCAL	MUS$/KM
MT-TK-630 S	TRONCAL TRIFÁSICA 12,5 KV 630 MM2 XLPE 400 M	350.88
MT-TK-600 A	TRONCAL TRIFÁSICA 12,5 KV 600 MM2 AEREA, 2 KM	70.05
MT-TK-500 S	TRONCAL TRIFÁSICA 12,5 KV 500 MCM XLPE 400 M	328.39
MT-TK-477 A	TRONCAL TRIFÁSICA 12,5 KV 477 MCM AEREA, 2 KM	62.09
B-3	**LINEA TRIFÁSICA DE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSIÓN AEREA**	
MT-LD-40A-3	LINEA TRIFÁSICA AÉREA MT, 4/0 AAAC	47.47
MT-LD-20A-3	LINEA TRIFÁSICA AÉREA MT, 2/0 AAAC	35.04
MT-LD-2A-3	LINEA TRIFÁSICA AÉREA MT, 2 AWG AAAC	32.73
MT-LD-1A-3	LINEA TRIFÁSICA AÉREA MT, 1 AWG AAAC	35.04
MT-LD-6A-3	LINEA TRIFÁSICA AÉREA MT, 6 AWG CU	37.94
B-4	**LINEA MONOFÁSICA DE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSIÓN AEREA**	
MT-LD-40A-1	LINEA MONOFÁSICA AÉREA MT, 4/0 AAAC	33.66
MT-LD-20A-1	LINEA MONOFÁSICA AÉREA MT, 2/0 AAAC	26.36
MT-LD-2A-1	LINEA MONOFÁSICA AÉREA MT, 2 AWG AAAC	25.02
MT-LD-1A-1	LINEA MONOFÁSICA AÉREA MT, 1 AWG AAAC	26.36
MT-LD-6A-1	LINEA MONOFÁSICA AÉREA MT, 6 AWG CU	28.16
MT-LD-2A-1-L	LINEA MONOFÁSICA LIVIANA AÉREA MT, 2 AWG AAAC	21.27
MT-LD-6A-1-L	LINEA MONOFÁSICA LIVIANA AÉREA MT, 6 AWG CU	22.53
B-4.1	**EQUIPOS DE MANIOBRA Y OTROS MT**	**MUS$/u**
MT-BC-15-06	BANCO DE CONDENSADORES TRIFÁSICO 600 KVAR, 15 KV	1.35
MT-IVR15K	RECONECTADOR AL VACÍO KYLE CON F6	16.12
MT-DBC15K	LLAVE SECCIONADORA MANUAL CLASE 15 KV	3.25
MT-DF15K	DESCONECTADOR A FUSIBLE CLASE T	0.14
MT-ECM15K	EQUIPO COMPACTO DE MEDIDA 15 KV	5.01

Resultados físicos generales

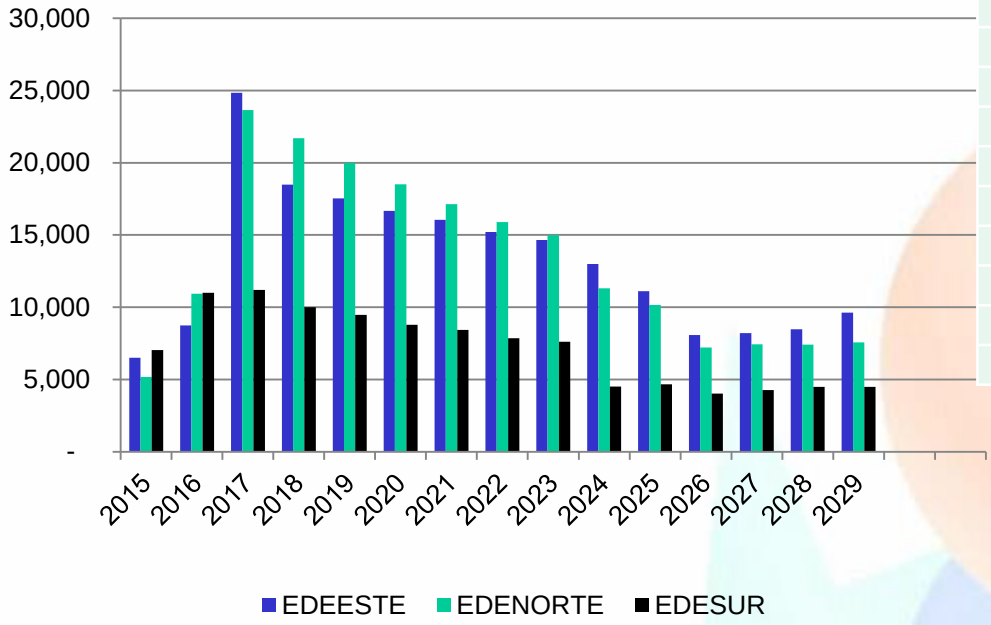
Valorización de redes en el año base 2014 (MT: según reportado, BT: modelado) (USD mil)

VALOR INVERSIÓN MUS$	*EDEESTE*	*EDENORTE*	*EDESUR*
REDES DE DISTRIBUCIÓN MT Y BT		*MUS$*	
Líneas Media Tensión	228,593	290,499	196,934
TOTAL MEDIA TENSIÓN	***228,593***	***290,499***	***196,934***
Centros de transformación MT/BT	100,926	134,308	161,332
Redes de Baja Tensión	81,596	98,494	87,063
TOTAL BAJA TENSIÓN	***182,522***	***232,802***	***248,396***
TOTAL VALORIZACIÓN REDES	***411,115***	***523,301***	***445,330***

Nota : Excluidos arranques a transformadores particulares
Excluidas inversiones en sistema de gestión de red, scada y
en centros de mantenimiento de distribución

Resultados físicos generales

Inversiones en redes de distribución y equipos (cifras en miles de USD / año)



Inversiones en redes MT, BT y transformadores MT/BT (miles de USD/año)			
Año	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
2015	6,509	5,166	7,045
2016	8,735	10,928	10,994
2017	24,840	23,652	11,191
2018	18,497	21,707	10,012
2019	17,540	19,988	9,478
2020	16,675	18,505	8,774
2021	16,052	17,134	8,435
2022	15,211	15,896	7,864
2023	14,647	14,987	7,607
2024	12,991	11,302	4,507
2025	11,106	10,148	4,674
2026	8,065	7,202	4,027
2027	8,200	7,441	4,262

- Excluye conexiones a clientes
- Excluye otras inversiones tarifarias
- Tecnología regular (excluye innovaciones tecnológicas)

Resultados físicos generales

- **Transformación primaria (MVA)**

Cuadro 5-26: Capacidad Instalada pronosticada en Transformadores Primarios por Empresa

(Fte: INECON)

	Capacidad en Transformación Primaria		
AÑO	EDE ESTE	EDENORTE	EDESUR
		MVA	
2014	1,739	1,263	1,026
2015	1,739	1,264	1,026
2016	1,755	1,375	1,076
2017	1,755	1,452	1,081
2018	1,755	1,462	1,091
2019	1,755	1,492	1,121
2020	1,770	1,492	1,121
2021	1,810	1,542	1,171
2022	1,820	1,542	1,171
2023	1,820	1,542	1,171
2024	1,820	1,582	1,211
2025	1,820	1,622	1,251
2026	1,850	1,622	1,251
2027	1,865	1,622	1,251
2028	1,880	1,662	1,291
2029	1,920	1,662	1,331
2030	1,920	1,702	1,331

Resultados físicos generales

- **Redes MT (Km)**

Cuadro 5-27: Longitud de líneas en media tensión por empresa (Fte: INECON)

Año	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
2014	6,930	11,170	6,629
2015	7,061	11,265	6,844
2016	7,168	11,458	6,994
2017	7,522	11,892	7,150
2018	7,781	12,292	7,291
2019	8,023	12,661	7,427
2020	8,252	13,005	7,554
2021	8,471	13,325	7,680
2023	8,873	13,907	7,917
2024	9,058	14,120	8,001
2025	9,209	14,318	8,090
2026	9,316	14,436	8,171
2027	9,426	14,559	8,259
2028	9,541	14,681	8,352
2029	9,694	14,808	8,447

Resultados físicos generales

Tipos de clientes y crecimiento

Cuadro 5-28: Cantidad de Clientes según tipo de medidor (Fte: INECON)

Año	EDEESTE			EDENORTE			EDESUR		
	CF-BTE	CF-BTP	CF-MTPH	CF-BTE	CF-BTP	CF-MTPH	CF-BTE	CF-BTP	CF-MTPH
2014	641,740	1,293	4,554	771,082	1,447	2,588	576,659	5,205	3,876
2015	649,623	1,309	4,644	779,196	1,462	2,608	584,900	5,279	3,953
2016	706,887	1,424	4,738	818,526	1,536	2,628	625,514	5,646	4,031
2017	746,735	1,505	4,836	855,419	1,605	2,648	658,566	5,944	4,112
2018	784,812	1,581	4,939	890,105	1,670	2,668	690,085	6,229	4,194
2019	821,270	1,655	5,047	922,797	1,732	2,688	720,237	6,501	4,278
2020	856,250	1,725	5,161	953,689	1,790	2,709	749,173	6,762	4,363
2021	889,883	1,793	5,280	982,956	1,845	2,730	777,028	7,013	4,452
2022	922,291	1,858	5,405	1,010,758	1,897	2,752	803,927	7,256	4,542
2023	953,587	1,921	5,537	1,037,241	1,947	2,774	829,990	7,491	4,634
2024	965,882	1,946	5,676	1,047,872	1,967	2,796	842,966	7,609	4,727
2025	978,374	1,971	5,822	1,058,633	1,987	2,819	856,181	7,728	4,824
2026	991,063	1,997	5,975	1,069,528	2,007	2,842	869,639	7,849	4,923
2027	1,003,955	2,023	6,136	1,080,557	2,028	2,866	883,345	7,973	5,025
2028	1,017,053	2,049	6,305	1,091,726	2,049	2,890	897,303	8,099	5,129
2029	1,030,359	2,076	6,484	1,103,034	2,070	2,914	911,517	8,227	5,235

Pérdidas eléctricas

- Se trabajó bajo el concepto de establecer las pérdidas de diseño admisibles para circuitos con políticas de desarrollo como los que se dan en las EDE's
- Es compatible el valor de las pérdidas eléctricas de la Media Tensión, con la saturación de la CEM, la necesidad de mantener respaldos de zona con alimentadores vecinos por razones operacionales permanentes (estacionales) o de contingencia.
- En el caso de los transformadores MT/BT las pérdidas de éstos según la población en su componente constante, y en la componente carga, en función del factor de utilización observado que es bastante reducido.
- Para el caso de las redes BT son pérdidas de un modelo de desarrollo donde prima la componente mecánica antes que la sección económica de conductores.
- Metodológicamente, se coleccionaron muestras de tramos cargados de:
  - REDES DE MEDIA TENSIÓN REALES
  - TRANSFORMADORES SEGÚN LA POBLACIÓN REAL
  - CONDUCTORES BT SEGÚN CAPACIDADES DE DISEÑO

  - Para cargabilidad observada, factor de carga tipico, protocolos de parámetros serie y shunt de cada categoría de equipos, un análisis de muestra y de población cuando fue posible (caso de transformadores MT/BT y de poder)
  - Para alimentadores MT se hizo un ajuste de modelo (fitting) con datos de muestras y se calcularon valores estadísticos equivalentes, con dependencia de la carga nominal, de la longitud y de los factores de uso de transformadores MT/BT asociados
  - Cuando corresponde, si una red MT supera su cargabilidad CEM, o tiene problemas de regulación de tensión, se la subdivide. Cada subdivisión es un subalimentador que nace de la troncal o de la subestación primaria más cercana.

Pérdidas eléctricas

Cuadro 5-29: Resultado de la asignación de las pérdidas eléctricas a las redes de la compañías, según los resultados de la evaluación de las pérdidas eléctricas realizada INECON

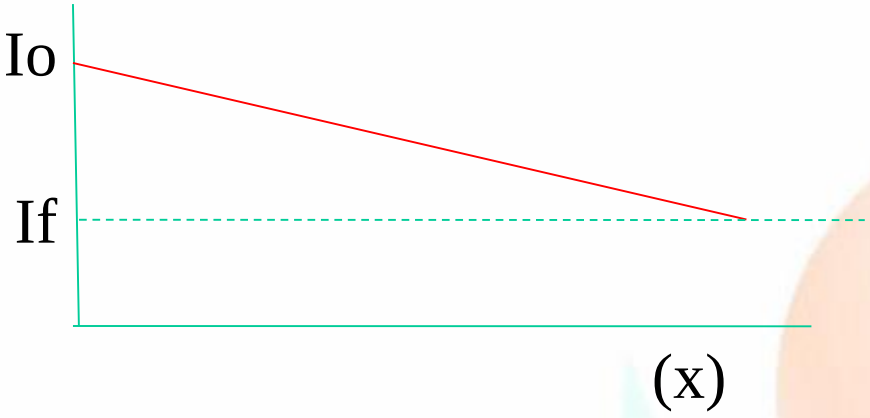
	EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS (ELÉCTRICAS) EN LAS REDES DE LAS EMPRESAS DE REFERENCIA			EDENORTE	EDESUR
1	POTENCIA INGRESADA A DISTRIBUCIÓN	KW	689,429	594,708	662,442
2	Pérdidas de Potencia en Alimentadores de Media Tensión (COIN)	KW	38,649	24,915	29,530
			5.61%	4.19%	4.46%
3	Pérdidas de Potencia en Baja Tensión (COIN)	KW	41,472	21,883	27,252
			6.02%	3.68%	4.11%
3.1	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	KW	14,249	11,426	14,381
3.2	CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	KW	20,412	5,222	7,033
3.3	EMPALMES Y MEDIDORES DE CLIENTES	KW	6,811	5,235	5,838
4	ENERGÍA INGRESADA A DISTRIBUCIÓN	MWh	2,935,615	3,798,994	3,576,043
5	Pérdidas de Energía en Alimentadores de Media Tensión	MWh	138,097	89,024	171,392
			4.70%	2.34%	4.79%
6	Pérdidas de Energía en Baja Tensión	MWh	153,223	117,748	158,507
			5.22%	3.10%	4.43%
6.1	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	MWh	73,612	76,345	93,580
6.2	CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	MWh	63,217	19,170	40,065
6.3	EMPALMES Y MEDIDORES DE CLIENTES	MWh	16,394	22,233	24,862

Pérdidas eléctricas MT

- SE CALCULARON PÉRDIDAS ELÉCTRICAS ESTÁNDARES
  - EN MT, RE DIMENSIONANDO REDES EN UNA MUESTRA REPRESENTATIVA, PARA SERVIR CARGAS EN MT Y BT
  - SE DEFINE EL FACTOR DE USO DE 0,55 EN LAS CARGAS MT, PARA ESTABLECER LA PUNTA DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA
  - SE VERIFICÓ QUE LOS DISEÑOS NO TUVIESEN REGULACIÓN DE LÍNEA SUPERIOR A 5%
  - LOS DISEÑOS IMPLICARON MODIFICACIONES DE CONDUCTOR EN ALGUNOS CASOS RURALES

Pérdidas eléctricas ecuaciones básicas

- 4.1 MODELO DE CARGA Y PÉRDIDAS MT y redes BT
  - SE ESCOGIÓ LA MODELACIÓN DE DISEÑO, BASADA EN DENSIDAD DE CARGA LINEAL Y DISPOSICIÓN TRIANGULAR CON SECCIÓN UNIFORME DE CONDUCTORES



LA CORRIETE EN UN TRAMO DE LÍNEA MT DECRECE A LO LARGO DEL EJE X, SE ADOPTA UNA ECACIÓN LINEAL. AL FINAL DE LA LÍNEA CUANDO X=Xf, SE ENTREGARÁ LA CORRIENTE RESIDUAL if

PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LA DISTRIBUCIÓN

LÍNEAS TRIFÁSICAS

$$P_{3\phi tramo} = R \cdot X_m \cdot \left[I_o^{\,2} + I_o \cdot I_m + I_m^{\,2} \right] (W)$$

LÍNEAS MONOFÁSICAS

$$P_{1\phi tramo} = \frac{2}{3} \cdot R \cdot X_m \cdot \left[I_o^{\,2} + I_o \cdot I_m + I_m^{\,2} \right] (W)$$

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

$$P_{energia(cu)} = P_{max} * F.Carga^{1,5} * 8,76$$

Pérdidas eléctricas ecuaciones

- PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES
  - TODOS LOS TRANSFORMADORES SE MODELAN MEDIANTE SU PÉRDIDA SHUNT Y SU PÉRDIDA SÉRIE
  - LOS PARÁMETROS DE PÉRDIDAS NOMINALES DEPENDEN FUERTEMENTE DE LA CAPACIDAD
  - LOS TRANSFORMADORES DE MAYORES CAPACIDADES SON MÁS EFICIENTES QUE LOS DE MENOR CAPACIDAD
  - LAS PÉRDUDAS NOMINALES EN EL COBRE (VARIABLES CON LA CARGA) SE TRATAN COMO LAS LÍNEAS, ASÍ DEPENDERÁN DEL CUADRADO DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN FU (SE USA 55%)
  - LAS PÉRDIDAS NOMINALES EN EL FIERRO (PÉRDIDAS FIJAS) SE TRATAN COMO CONSUMOS FIJOS DE FACTOR DE CARGA UNO. SÓLO DEPENDEN DEL VOLTAJE APLICADO, QUE PARA ESTE CASO SE CONSIDERA EN 100%.
  - ASÍ, DEL RESULTADO DE DISTRIBUIR LOS TRANSFORMADORES SEGÚN SU CAPACIDAD, Y ASIGNARLES LAS PÉRDIDAS DE UN MODELO DE COMPORTAMIENTO, SE PUEDEN INTEGRAR TODAS LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y OBTENERSE UNA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.
- EMPALMES BT
  - SE CONSIDERARON COMO LÍNEAS QUE APORTAN EN PROMEDIO UNA PÉRDIDA DE 1,5 W, PARA FACTORES DE CARGA DE 0,14
- MEDIDORES
  - SE CONSIDERÓ UN CONSUMO FIJO CARACTERÍSTICO DE 0,5 W POR MEDIDOR INSTALADO

Pérdidas eléctricas : posibles otros efectos

- Hay otras fuentes de pérdidas técnicas muy menores respecto de las pérdidas joule y consumos de transformadores y equipos, que se despreciaron por estar por debajo de la precisión de los cálculos.