

TPI Polene Power Public Company Limited

Investor Presentation



Table of Content



Section

1. Company & Business Overview

2. Financial Highlights

3. Key Operation Highlights

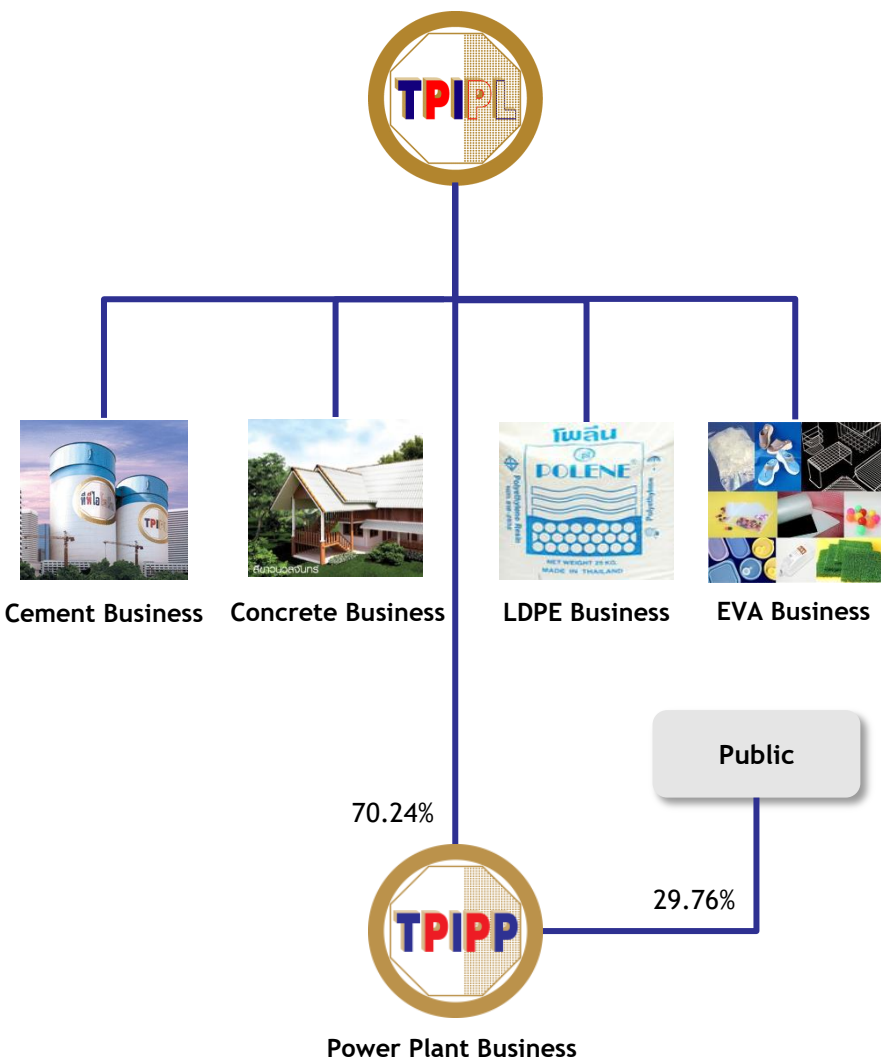


Company & Business Overview

TPIPP as TPIPL's Flagship for Power Business



Unit: THBmm



	TPIPP (Q1 2021)
Main Business	Electricity generation from waste heat and refused derived fuel (RDF) power plants and operation in petrol and gas stations.
Total Revenue	2,725
Operating EBITDA *	1,403
Net Profit	1,061
Total Assets	44,325
Total Liabilities	14,336
Registered and Paid-up Capital	8,400
Total Equity	29,989
Market Cap as of 31 Mar 2021	36,792

Remark :

1. Operating EBITDA of Q1 2021 excluded net foreign exchange loss 13.64 THBmm

TPIPP at a Glance



TPIPP is the largest operator of waste-to-energy (“WTE”) power plants in Thailand in terms of installed power generation capacity

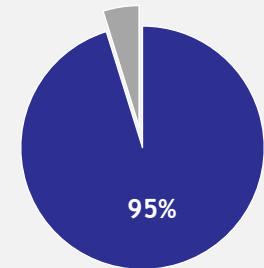
Key Business Segments

% of Q1 2021 Total Sales Revenue



Energy & Utilities

- Operates refuse derived fuel (“RDF”) fired & waste-heat recovery power plants with off-take arrangements with EGAT and TPIPL
 - 8 commercially operating power plants TG1-TG8- 440 MW
 - Peripheral RDF production facilities to support its RDF-fired power plant operations

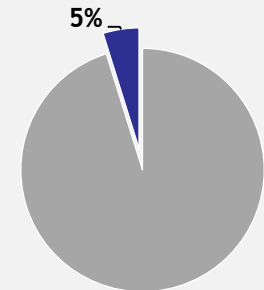


THB 2,522.5 mm



Petrol & Gas Stations

- Operates petrol stations and gas stations in Bangkok and other provinces in Thailand
 - Currently owns and operates 8 petrol stations, 1 gas station and 3 petrol and gas stations
 - Revenue derived from the sale of petrol, gas and convenience store goods



THB 127.7 mm



Summary of TPIPP's Power Plant Operations

TPIPP's Power Plants (Operational & Under Construction)

Total capacity in operation **440 MW**

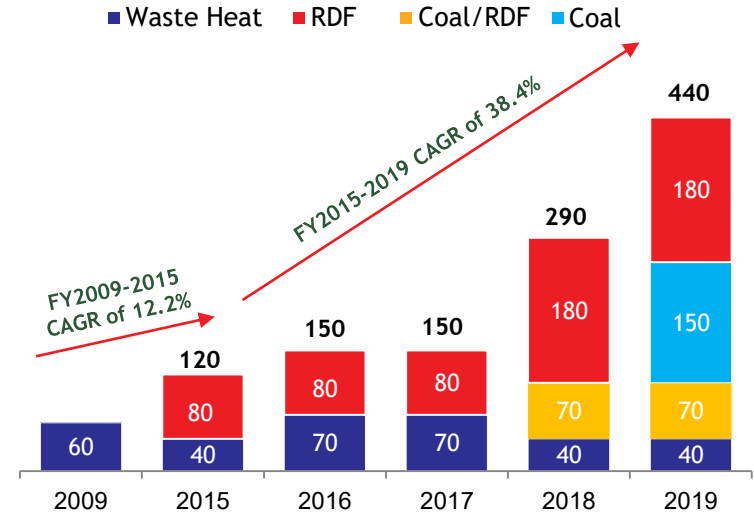
Power Plant	COD	Installed Capacity	Off taker
In operation			
WHPP-40MW	Jun 2009	40 MW	TPIPL
RDFPP-20MW	Jan 2015	20 MW	EGAT
RDFPP-60MW	Aug 2015	60 MW	EGAT
WHPP-30MW ⁽¹⁾	Jan 2016/Apr 2018	30 MW	TPIPL/EGAT
RDFPP-70MW ⁽¹⁾	Apr 2018	70 MW	EGAT
Coal-RDF-PP-70MW	Aug 2018	70 MW ⁽²⁾	TPIPL
Coal-PP-150MW	Jan 2019	150 MW	TPIPL

Notes:

- (1) After commencing commercial operations in January 2016, WHPP-30MW initially sold power to TPIPL to be used in TPIPL's cement production process until RDFPP-70MW commences commercial operations. Since RDFPP-70MW commenced commercial operations in April 2018, WHPP-30MW, together with RDFPP-70MW, operated as a 100 MW RDF-fired power plant (RDFPP-100MW) and sold power produced from such plant, using RDF and waste heat, to EGAT.
- (2) Approved capacity of 40 MW.

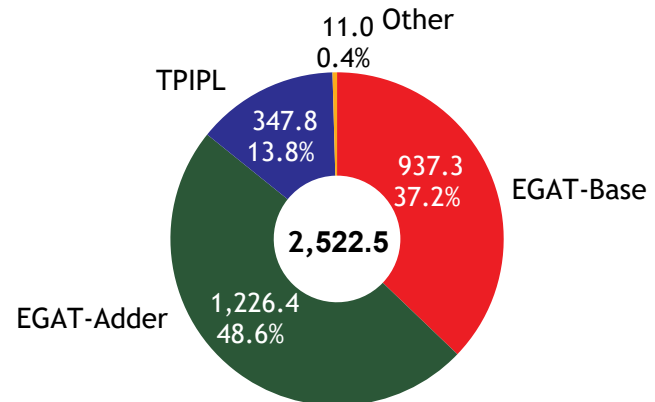
TPIPP's Installed Capacity Breakdown by Fuel

MW



TPIPP's Q1 2021 Energy & Utilities Revenue Breakdown

THBmm





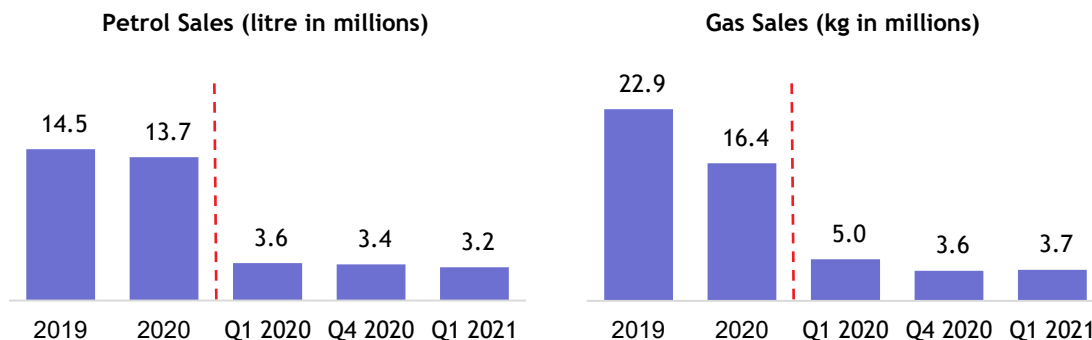
Summary of TIIPP's Petrol & Gas Station Operations

- TIIPP primarily sells petrol and gas to retail customers under the "TIIP" brand
- The Company was granted the license to use the trademark of TIIP in accordance with a 10-year trademark licensing agreement dated March 7, 2016 between the Company and TIIP (the "TIIP Trademark Agreement") in connection with the Company's sales of certain petrol and gas products

Breakdown of TIIPP's Petrol & Gas Stations by Type and Location

Location	Number of petrol stations	Number of gas stations	Number of petrol and gas stations	Total
Bangkok	2	-	1	3
Saraburi province	4	1	1	6
Nakornsawan province	1	-	-	1
Ubonrajthani province	-	-	1	1
Samutprakan province	1	-	-	1
Total	8	1	3	12

Historical Sales Volume



Supply of Petrol and Gas

Procurement of Petrol

- From oil companies at market price on a spot basis

Procurement of Petrol for Petrol Stations in the Saraburi province

- Also purchases from TIIP at cost. TIIP regularly purchases petrol at large volumes and at discounted prices in the open market

Procurement of Gas

- Agrees to purchase a minimum amount of gas from PTT Public Company Limited every month, ranging from 700,000 kilograms to 1,200,000 kilograms per month

Board of Investment Privileges

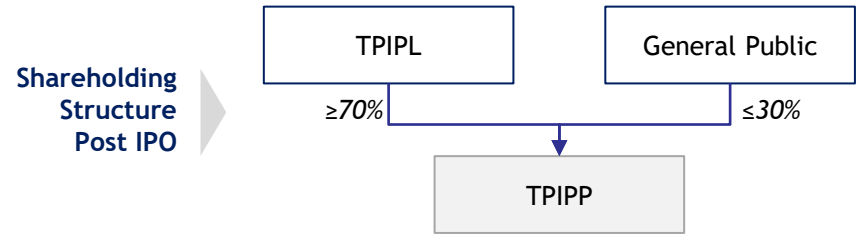
- One of the gas stations has been granted promotion certificates from BOI, which entitles it to a number of benefits including tax exemptions from certain taxes
 - Expiration of Full Income Tax Exemption:
 - July 2017
 - Expiration of 50% Income Tax Reduction:
 - July 2022

Mutually Beneficial Support Framework with TPIPL

Complementary Sale & Purchase Relationship with TPIPL Supports Continuing Development of Both Companies

Backing and Continuing Support from Recognized Shareholder, TPIPL

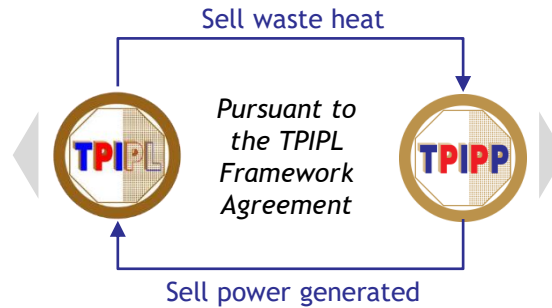
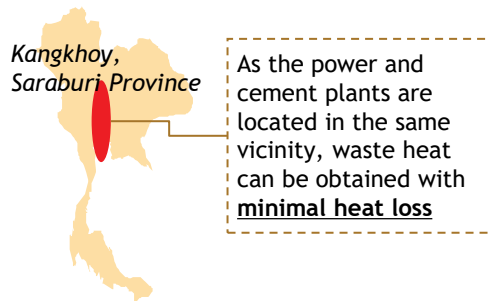
- One of the leading cement manufacturers in the country founded in 1987 and is listed on the Stock Exchange of Thailand since 1990
- Primarily engages in the business of manufacturing and selling cement & low-density polyethylene/ethylene vinyl acetate plastic resin as well as selling construction materials



Waste Heat Supply & Power Sales Arrangements with TPIPL

TPIPL sells waste heat to TPIPP

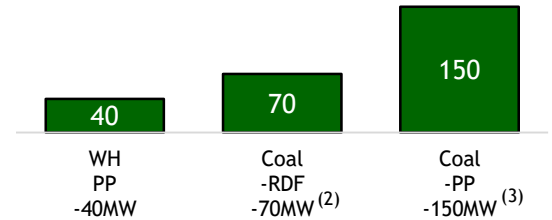
TPIPP Utilizes Waste Heat Emitted from TPIPL's Cement Production Process



TPIPP sells power to TPIPL

Pursuant to the respective PPAs⁽¹⁾

Installed Power Generation Capacity (MW) with TPIPL as Offtaker



Notes :
 (1) PPAs do not specify a contracted power generation capacity
 (2) TG7 COD in August 2018. (under an approved power generation capacity of 40 MW)
 (3) TG8 COD in January 2019.



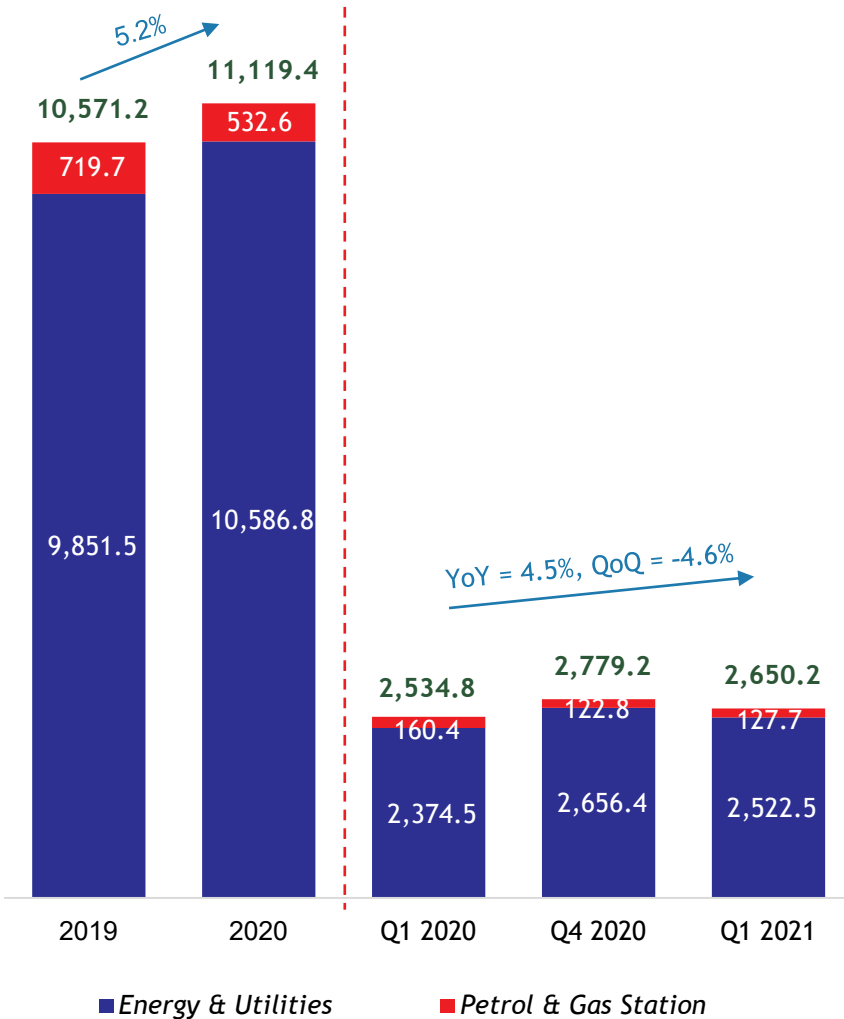
Financial Highlights

Revenue

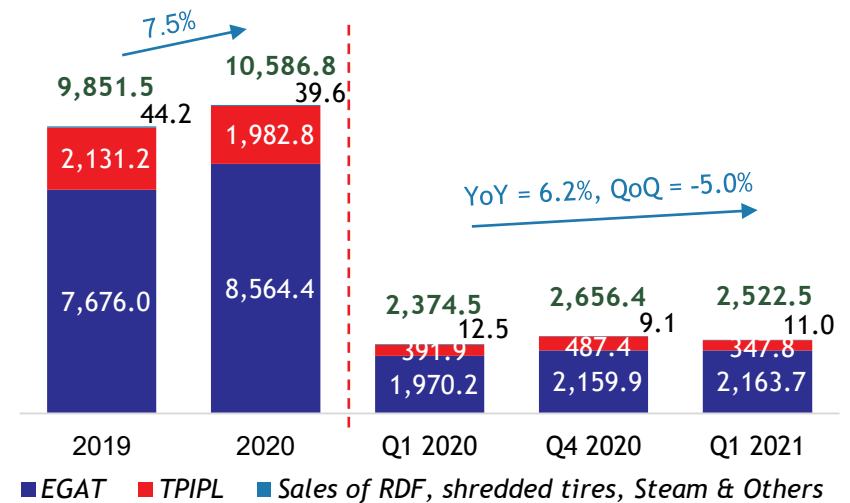
Diversified Revenue Streams Led by Growing Revenues from Energy & Utilities Division



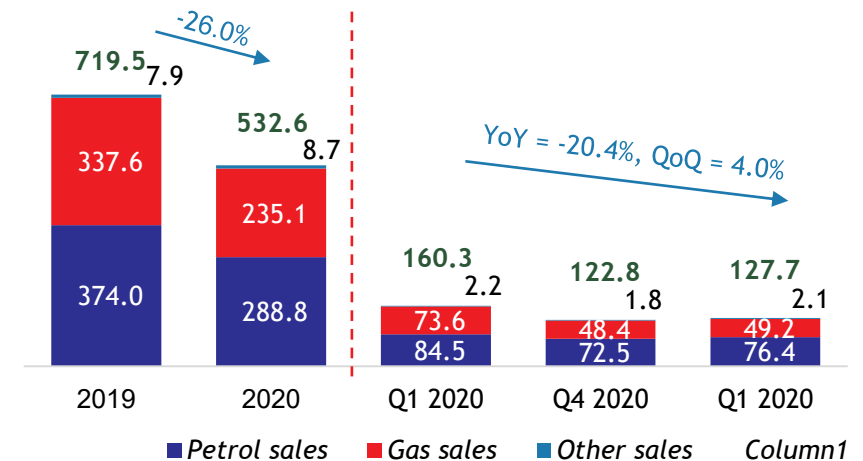
Total Revenue from Sales of Goods (THBmm)



Revenue from Energy & Utilities (THBmm)

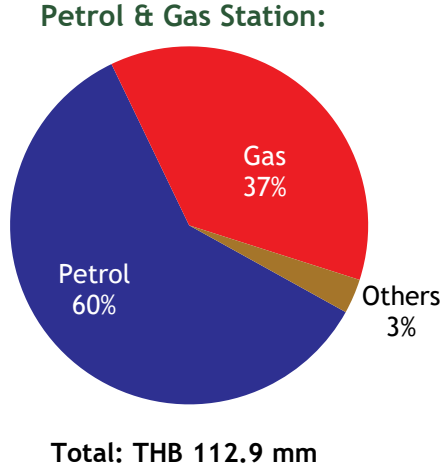
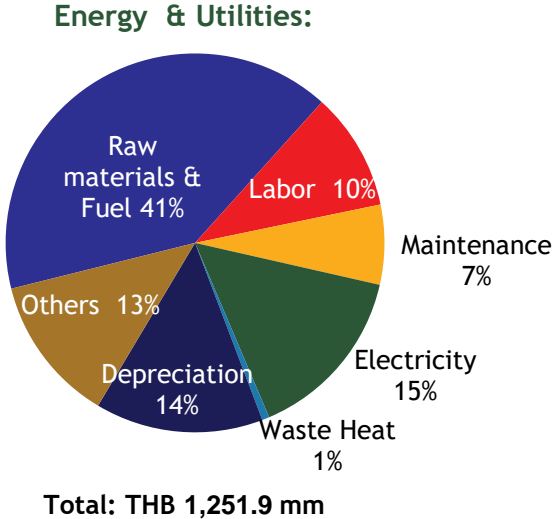


Revenue from Petrol & Gas Station (THBmm)

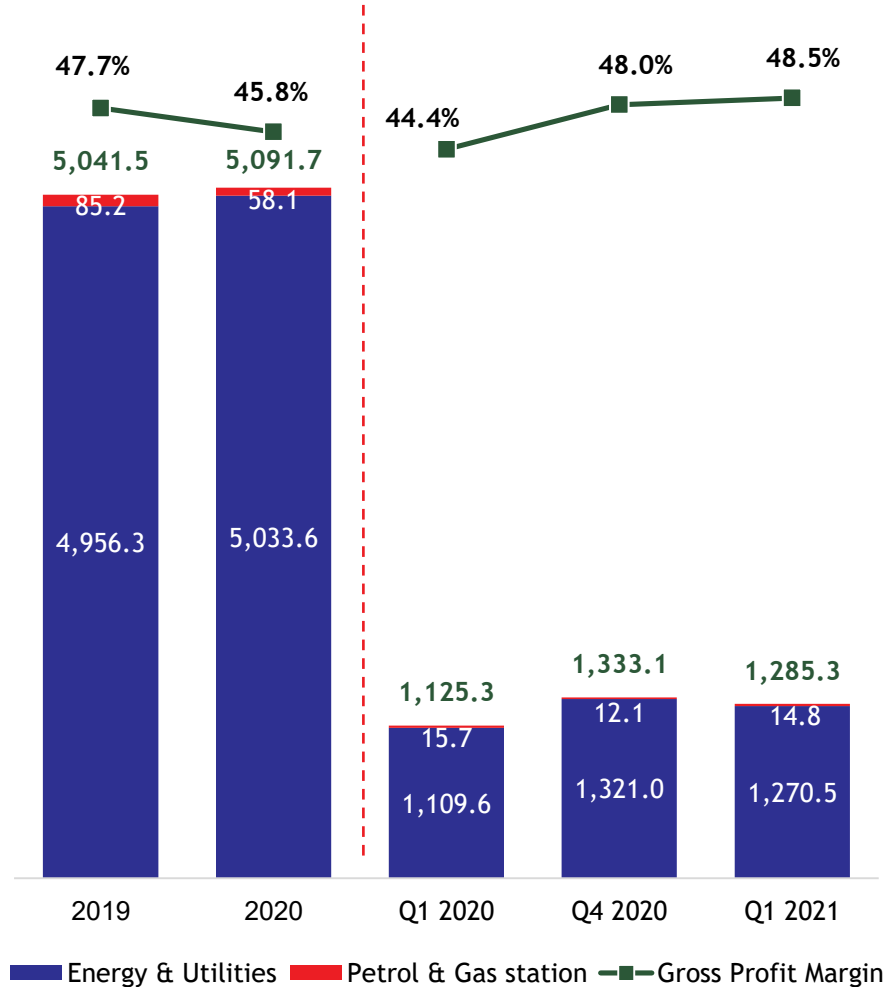


Cost of Sales & Gross Profit

Q1 Y2021 Cost of Sales Breakdown (THBmm)



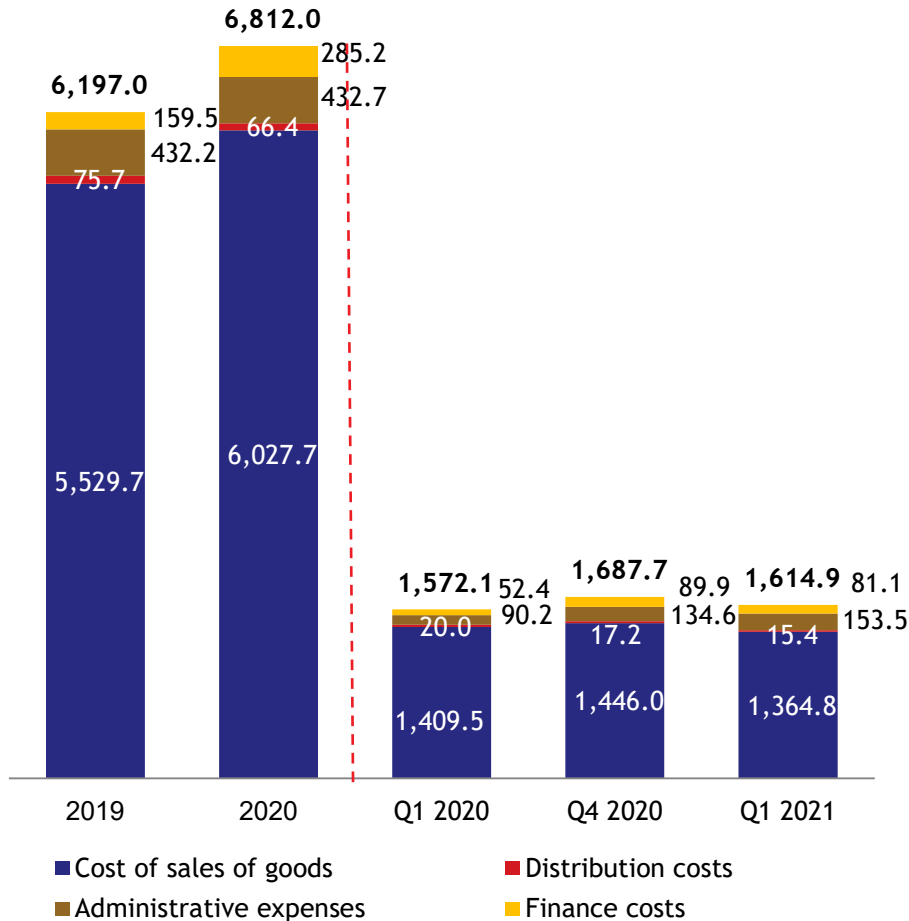
Gross Profit (THBmm) and Gross Profit Margin⁽¹⁾ (%)



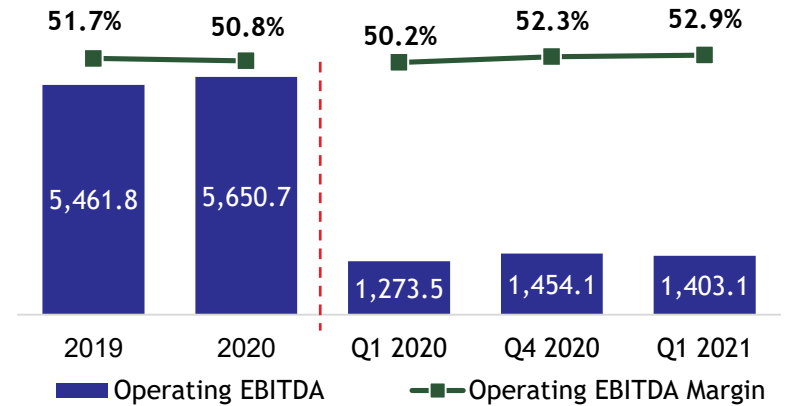
Note:
 (1) $Gross\ profit\ margin = \frac{Gross\ profit\ (loss)}{Revenue\ from\ sales\ of\ goods} \times 100$

Cost & Expenses vs. EBITDA & NPAT

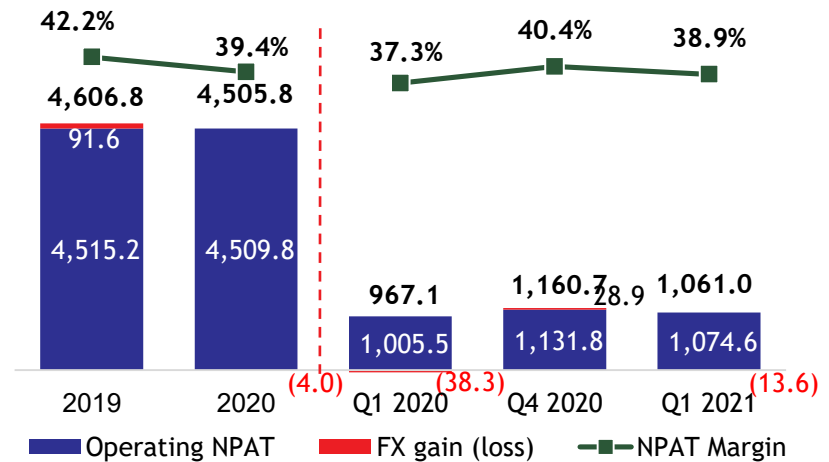
Cost & Expenses Items (THBmm)



Operating EBITDA⁽¹⁾ (THBmm) and Operating EBITDA margin⁽²⁾ (%)



Operating NPAT (THBmm) and NPAT margin⁽³⁾ (%)



Notes:

- (1) Operating EBITDA exclude net foreign exchange gain(loss) and compensation from insurance claims. The Company considers EBITDA to be an important performance measure and the Company believes that EBITDA is used by many industries and investors as one measure of cash flow from operations. EBITDA should not be considered by an investor as an alternative to actual cash flow from operations as determined in accordance with TFRS, and is not a standard measure under TFRS. The Company's calculation of EBITDA may differ from similarly titled computations of other companies.
- (2) Operating EBITDA margin = operating EBITDA / Revenue from sales of goods and services x 100
- (3) Net profit margin = Profit (loss) for the year / Total Revenues x 100

Comparing Profit and Loss Statement - YoY and QoQ



Unit : THBmm

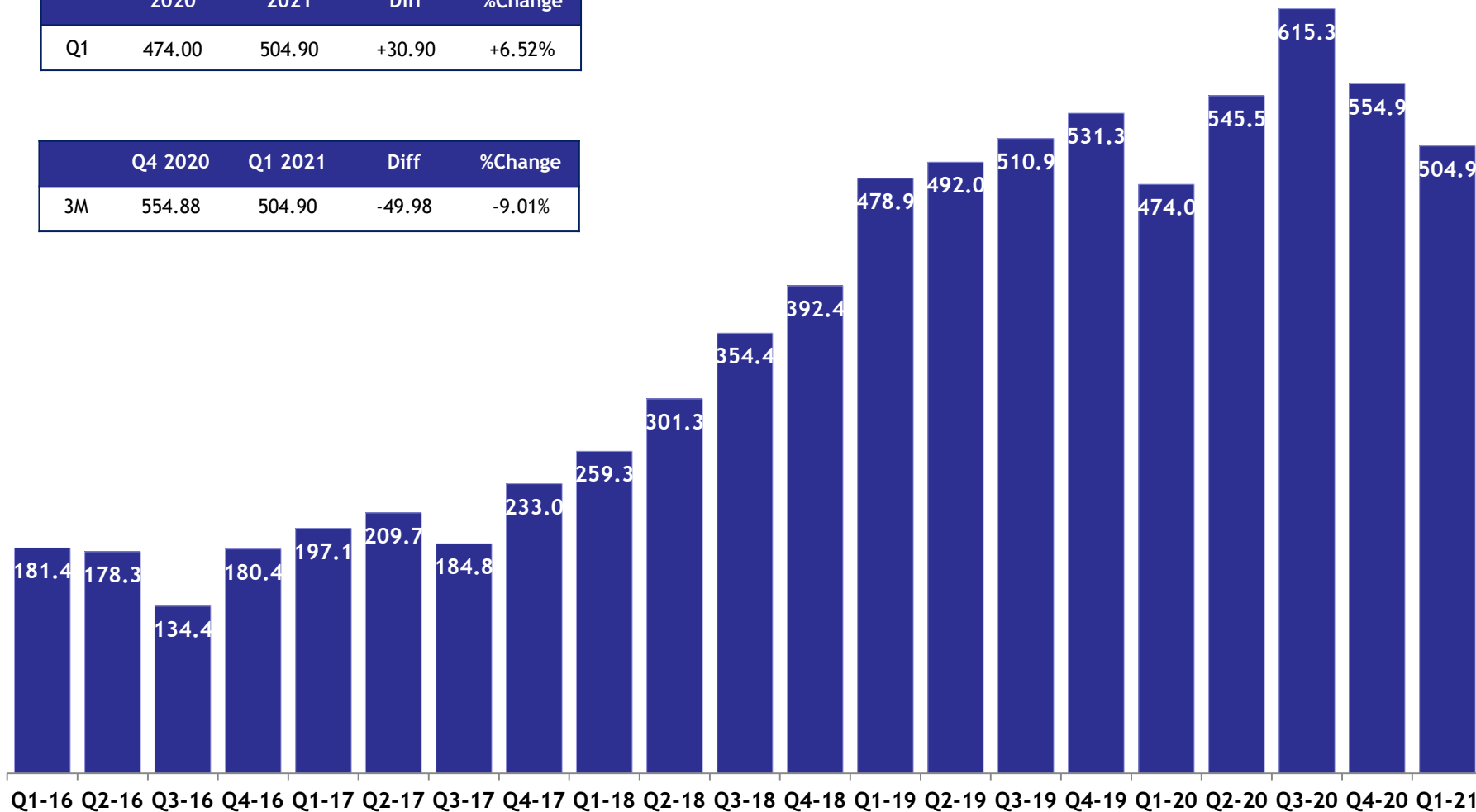
	2019	2020	2020	2020	2021	Compare (%)		
	12M	12M	Q1	Q4	Q1	YoY (12m)	YoY (Q)	QoQ
Income								
Revenue from base tariff	5,574.1	5,761.0	1,275.2	1,421.9	1,285.0	3.4%	0.8%	-9.6%
Revenue from power adder	4,233.2	4,786.1	1,086.8	1,225.4	1,226.4	13.1%	12.8%	0.1%
Other Sales Revenue	763.9	572.2	172.8	131.9	138.7	-25.1%	-19.7%	5.2%
Other income	121.2	182.2	39.9	50.9	69.1	50.3%	73.4%	35.7%
Operating Revenues	10,692.4	11,301.6	2,574.7	2,830.1	2,719.3	5.7%	5.6%	-3.9%
Expenses								
Cost of sales of goods	5,529.7	6,027.7	1,409.5	1,446.0	1,364.8	9.0%	-3.2%	-5.6%
Distribution & administrative expenses	507.8	499.2	110.2	151.8	168.9	-1.7%	53.3%	11.3%
Operating expenses	6,037.6	6,526.8	1,519.7	1,597.8	1,533.8	8.1%	0.9%	-4.0%
Operating EBIT	4,654.9	4,774.7	1,055.0	1,232.3	1,185.5	2.6%	12.4%	-3.8%
Plus Depreciation & Amortization	806.9	875.9	218.5	221.9	217.5	8.6%	-0.4%	-1.9%
Operating EBITDA	5,461.8	5,650.7	1,273.5	1,454.1	1,403.1	3.5%	10.2%	-3.5%
Compensation from insurance claims	43.0	99.6	3.1	0.0	0.0	131.3%	-100.0%	0.0%
Net foreign exchange gain (loss)	91.6	(4.0)	(38.3)	28.9	(13.6)	-104.4%	64.4%	-147.3%
Total EBITDA	5,596.4	5,746.3	1,238.3	1,483.0	1,389.4	2.7%	12.2%	-6.3%
Investment income	78.7	42.9	18.4	12.3	5.9	-45.5%	-67.8%	-52.1%
Finance costs	(159.5)	(285.2)	(52.4)	(89.9)	(81.1)	78.8%	54.7%	-9.8%
Income tax expense	(102.0)	(122.2)	(18.6)	(22.9)	(35.7)	19.8%	91.7%	55.9%
Depreciation & Amortization	(806.9)	(875.9)	(218.5)	(221.9)	(217.5)	8.6%	-0.4%	-1.9%
Net Profit (loss) for the year	4,606.8	4,505.8	967.1	1,160.7	1,061.0	-2.2%	9.7%	-8.6%



Generated Amount of Electricity (M.KWh) and Capacity (MW)

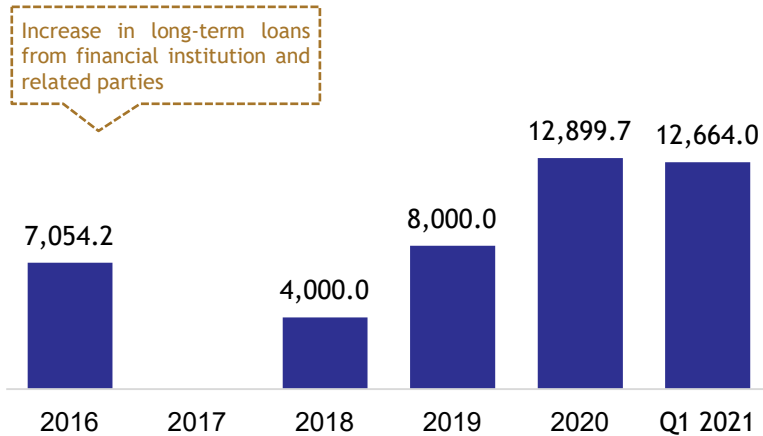
	2020	2021	Diff	%Change
Q1	474.00	504.90	+30.90	+6.52%

	Q4 2020	Q1 2021	Diff	%Change
3M	554.88	504.90	-49.98	-9.01%

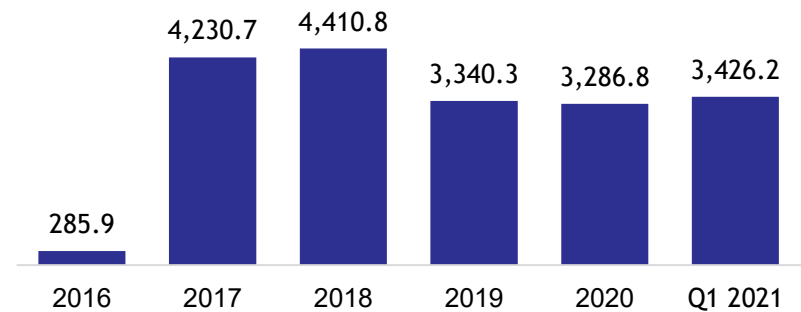


Debt Profile and Leverage Ratios

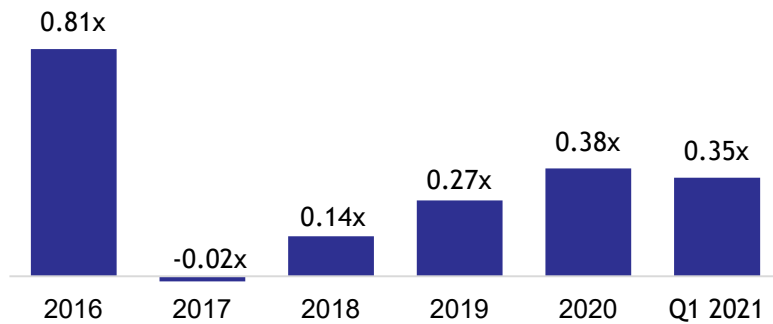
Interest Bearing Liabilities (THBmm)



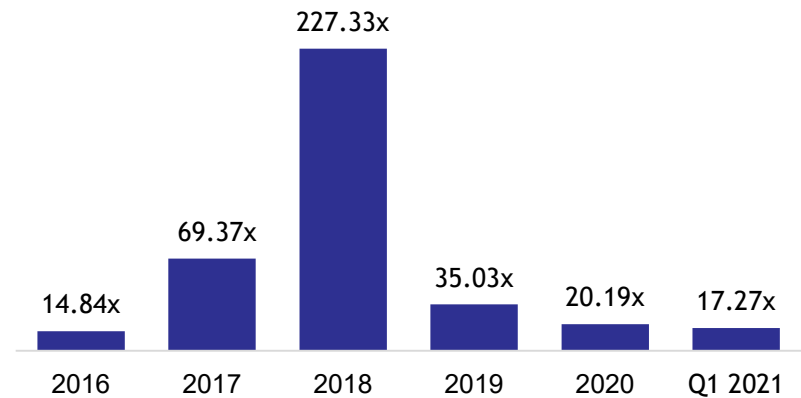
Cash / Cash Equivalents & Other current financial assets (THBmm)



Net Debt⁽¹⁾ to Equity (x)



Interest Coverage Ratio⁽²⁾ (x)



- Notes:
- (1) Net debt = Short-term loan from financial institutions + Short-term loan from related parties + Current portion of long-term loan from financial institutions + Long-term loan from financial institutions + Long-term loan from related parties + Debenture - Cash and cash equivalents
- (2) Interest coverage ratio = Cash flows from operating activities before changes in operating assets and liabilities / Finance cost



Key Operation Highlights



Capacity	2009	2016 & 2017	2018	2019-2020																																							
Power Plants with Electricity Sales to TPIPL	60 MW	70 MW	110 MW	260 MW																																							
	TG1 20 MW	TG1 20 MW	TG1 20 MW	TG1 20 MW																																							
	TG2 20 MW	TG2 20 MW	TG2 20 MW	TG2 20 MW																																							
	TG4 30 MW	TG4 30 MW	TG7 70 MW	TG7 (3) 70 MW																																							
				TG8 (4) 150 MW																																							
Power Plants with Electricity Sales to EGAT	-	80 MW (PPA 73 MW)	180 MW (PPA 163 MW)	180 MW (PPA 163 MW)																																							
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Capacity</th> <th>PPA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TG3</td> <td>20 MW</td> <td>18 MW</td> </tr> <tr> <td>TG5</td> <td>60 MW</td> <td>55 MW</td> </tr> </tbody> </table>		Capacity	PPA	TG3	20 MW	18 MW	TG5	60 MW	55 MW	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Capacity</th> <th>PPA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TG3</td> <td>20 MW</td> <td>18 MW</td> </tr> <tr> <td>TG5</td> <td>60 MW</td> <td>55 MW</td> </tr> <tr> <td>TG4</td> <td>30 MW</td> <td>90MW</td> </tr> <tr> <td>TG6</td> <td>70 MW</td> <td>90MW</td> </tr> </tbody> </table>		Capacity	PPA	TG3	20 MW	18 MW	TG5	60 MW	55 MW	TG4	30 MW	90MW	TG6	70 MW	90MW	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Capacity</th> <th>PPA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TG3</td> <td>20 MW</td> <td>18 MW</td> </tr> <tr> <td>TG5</td> <td>60 MW</td> <td>55 MW</td> </tr> <tr> <td>TG4</td> <td>30 MW</td> <td>90MW</td> </tr> <tr> <td>TG6</td> <td>70 MW</td> <td>90MW</td> </tr> </tbody> </table>		Capacity	PPA	TG3	20 MW	18 MW	TG5	60 MW	55 MW	TG4	30 MW	90MW	TG6	70 MW	90MW
	Capacity	PPA																																									
TG3	20 MW	18 MW																																									
TG5	60 MW	55 MW																																									
	Capacity	PPA																																									
TG3	20 MW	18 MW																																									
TG5	60 MW	55 MW																																									
TG4	30 MW	90MW																																									
TG6	70 MW	90MW																																									
	Capacity	PPA																																									
TG3	20 MW	18 MW																																									
TG5	60 MW	55 MW																																									
TG4	30 MW	90MW																																									
TG6	70 MW	90MW																																									
Total Power Capacity	60 MW	150 MW	290 MW	440 MW																																							



COD and ADDER Schedule for each plant

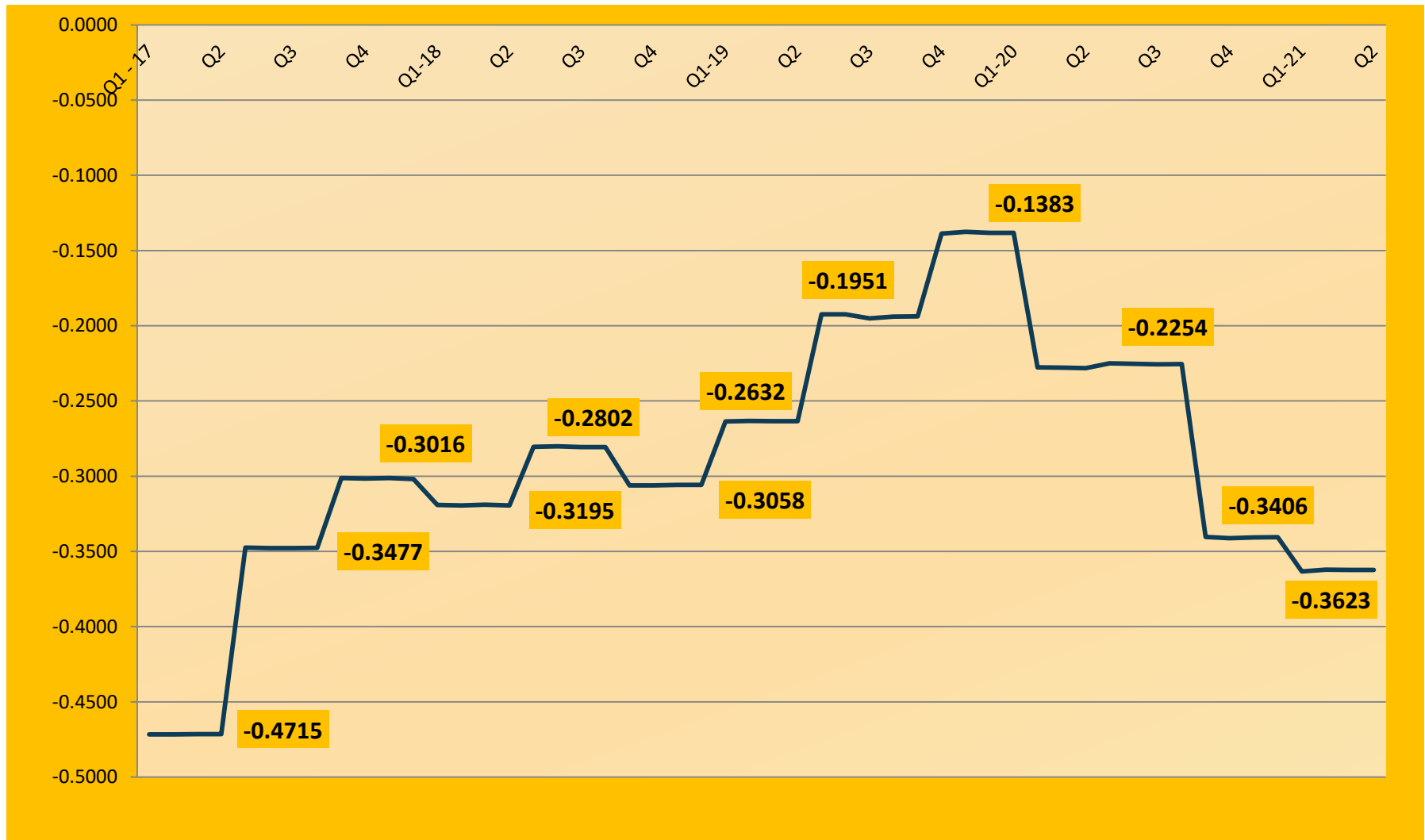
SPP	PPA	TG	COD	ADDER	Expiration of ADDER
1	18 MW	TG3	16 JAN 2015	7 Y	JAN 2022
2	55 MW	TG5	6 Aug 2015	7 Y	AUG 2022
3	90 MW	TG4+TG6	18 APR 2018	7 Y	APR 2025



COD and BOI Schedule for each plant				
TG	Type	Off taker	COD	TAX INCENTIVE
TG 1-2	WH	TPIPL	Jun 2009	8 Y
TG 3	RDF	EGAT	Jan 2015	8 Y
TG 4	WH	TPIPL/EGAT	Jan 2016/Apr 2018	8 Y
TG 5	RDF	EGAT	Aug 2015	8/5 Y
TG 6	RDF	EGAT	Apr 2018	8 Y
TG 7	Coal/RDF	TPIPL	Aug 2018	-
TG 8	Coal	TPIPL	Jan 25, 2019	8 Y

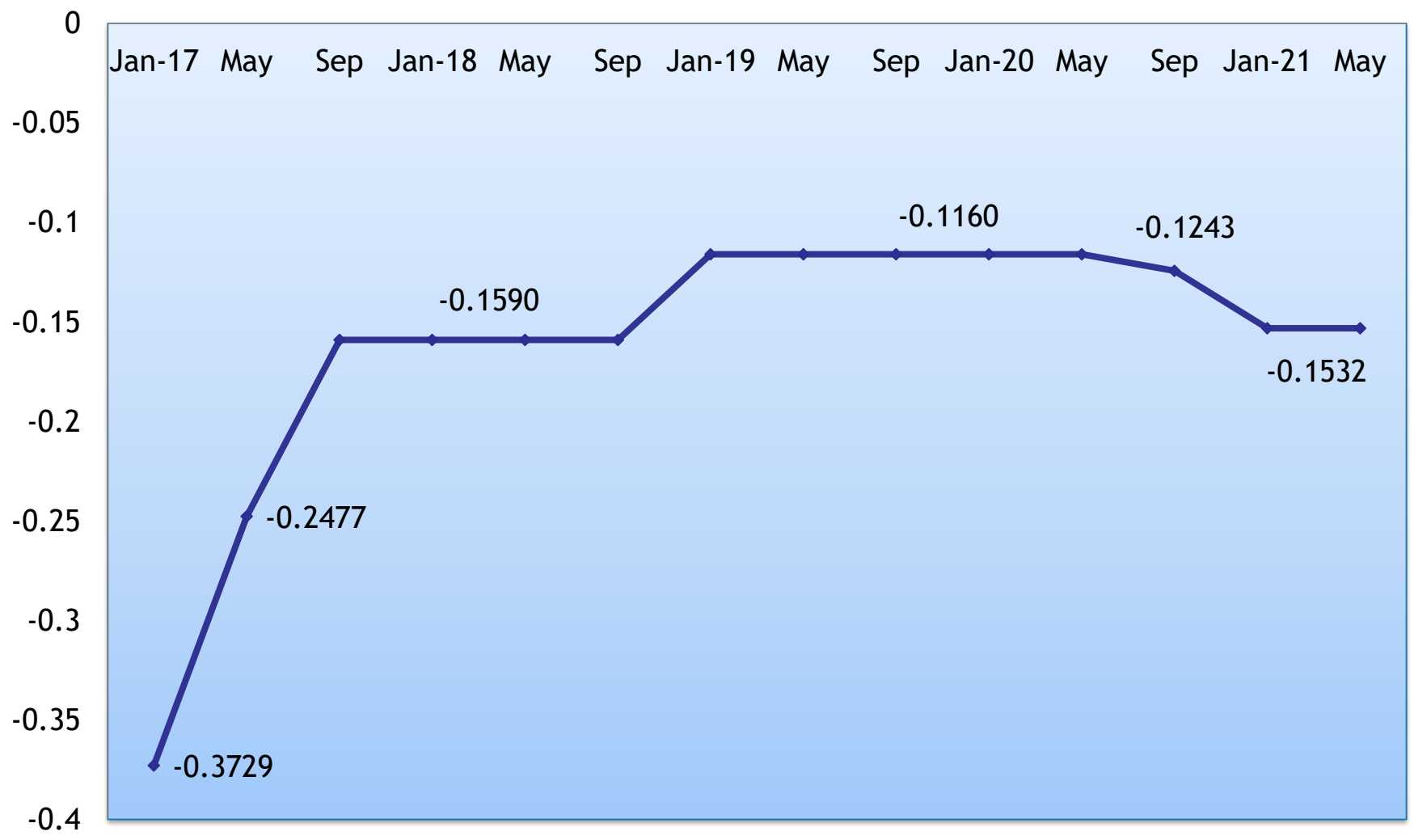


Trend of FT Adjustment Sell for SPP



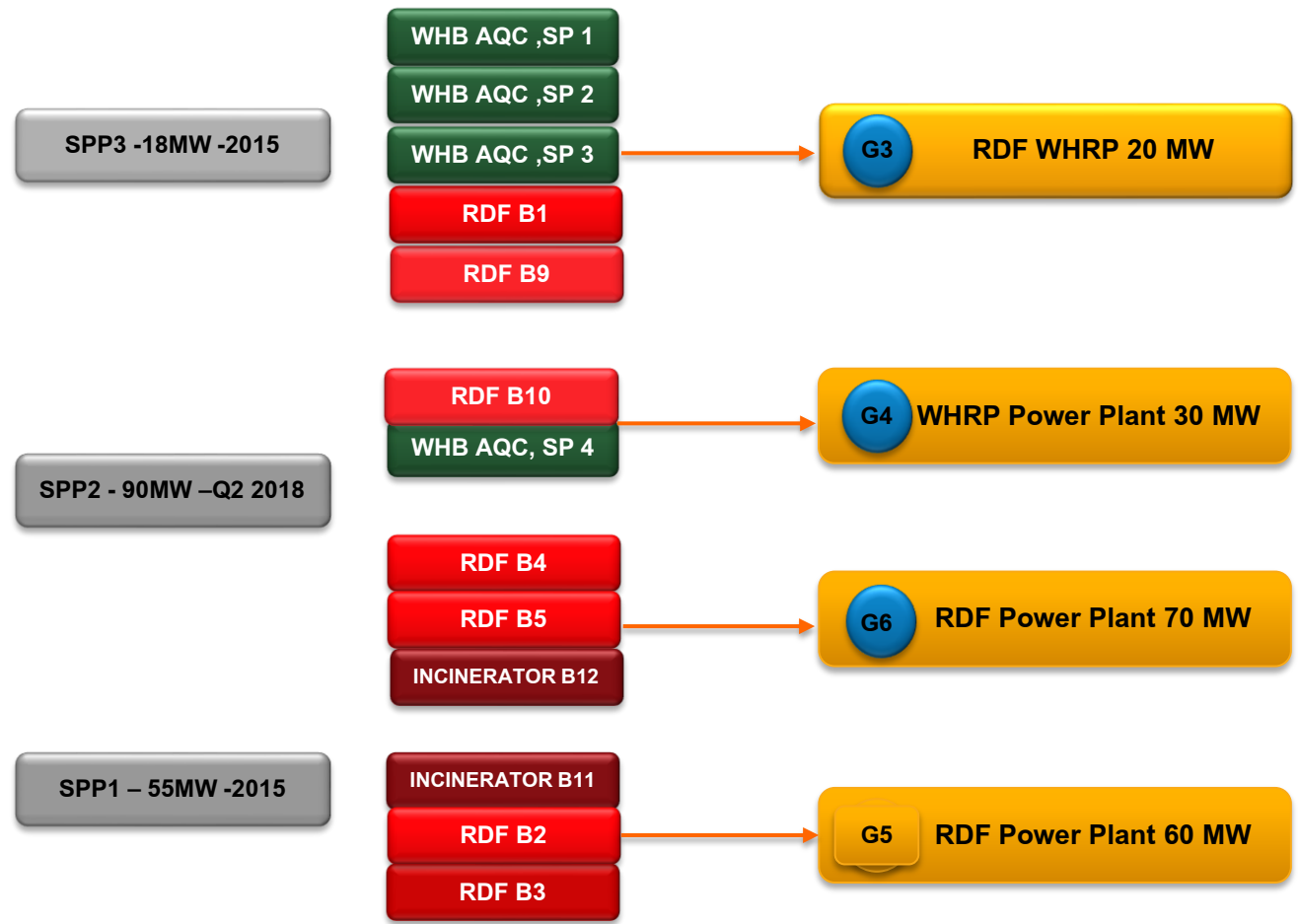


Trend of FT Adjustment Sell for TPIPL



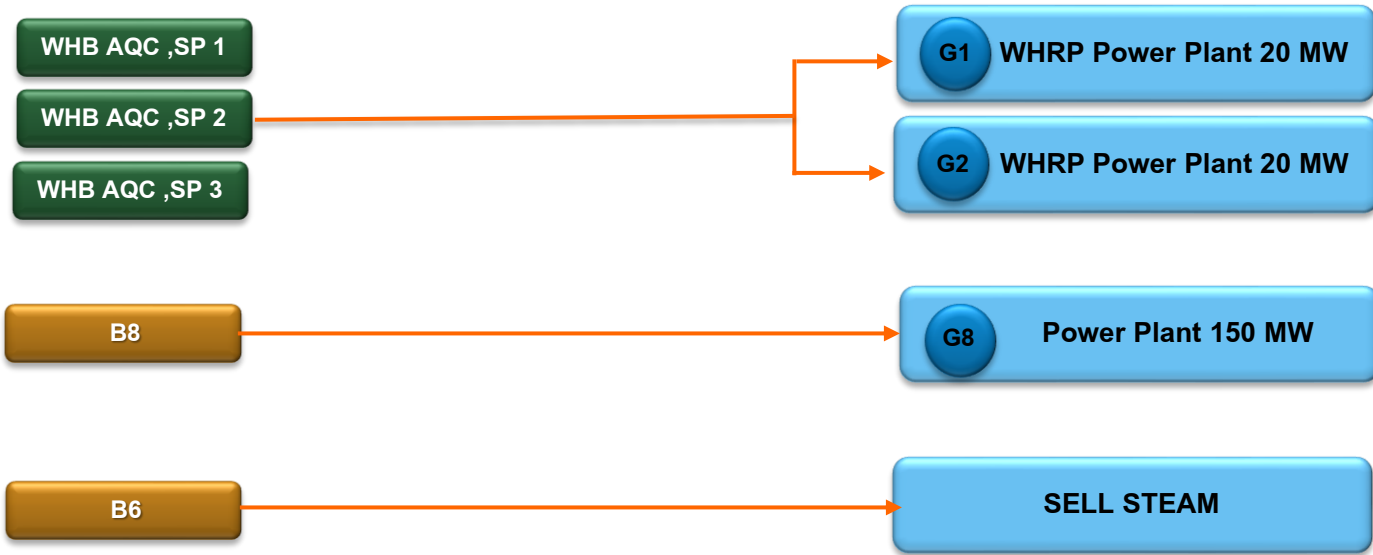


Improvement of Power Plants Utility (with PPA with EGAT)





Power Plants PPA with TPIPL





Power Plants PPA with TPIPL Fuel Change to MSW PPA with EGAT in 2022

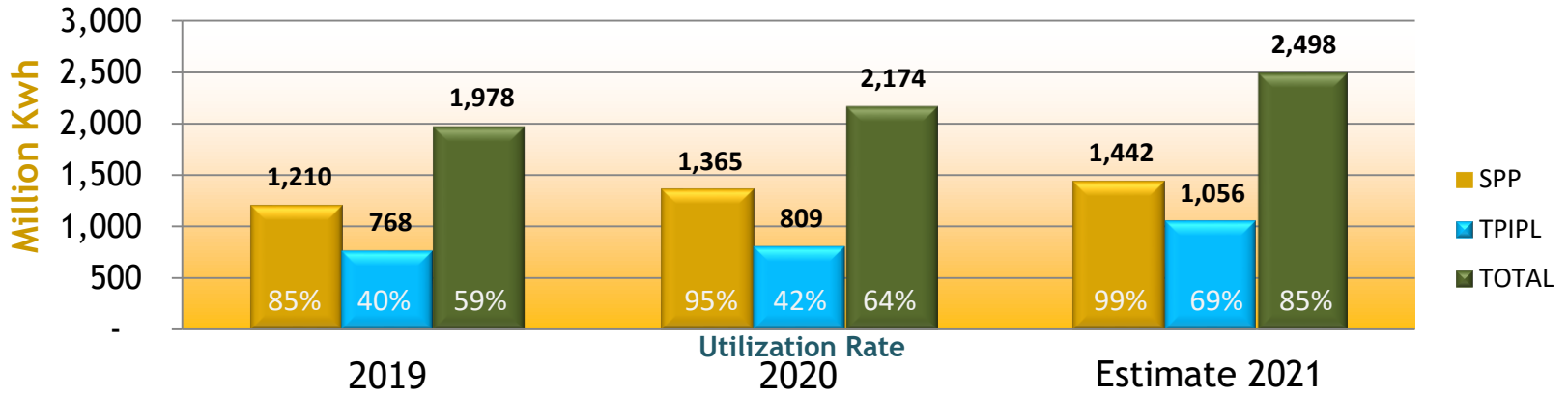


Grate Boiler B13 B14 B15

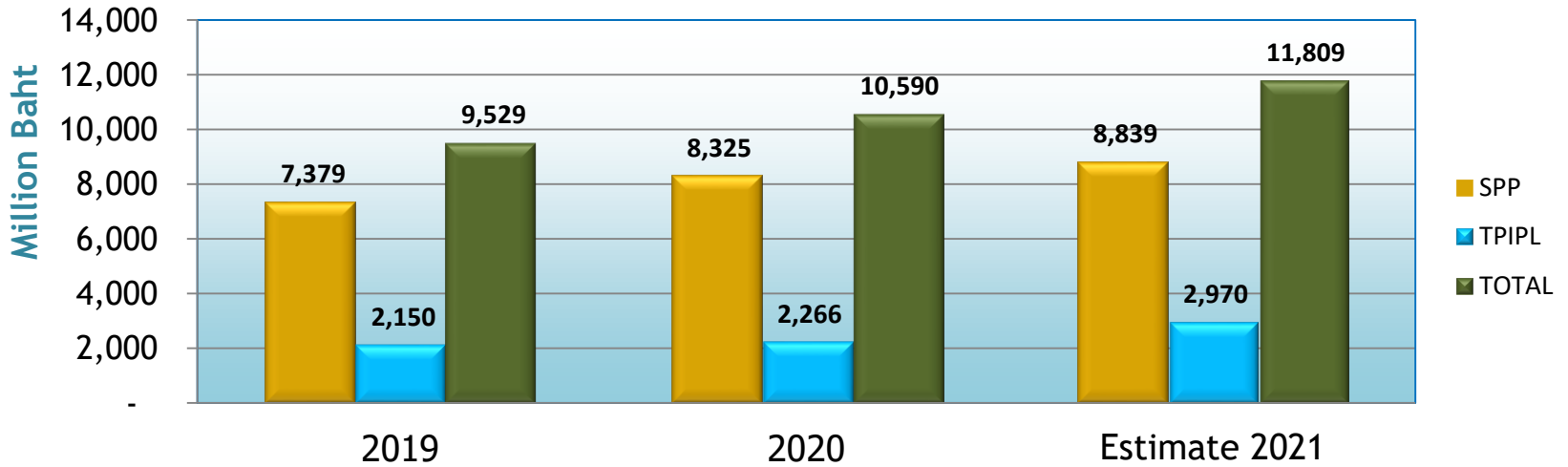




Electricity Sale Unit



Revenue

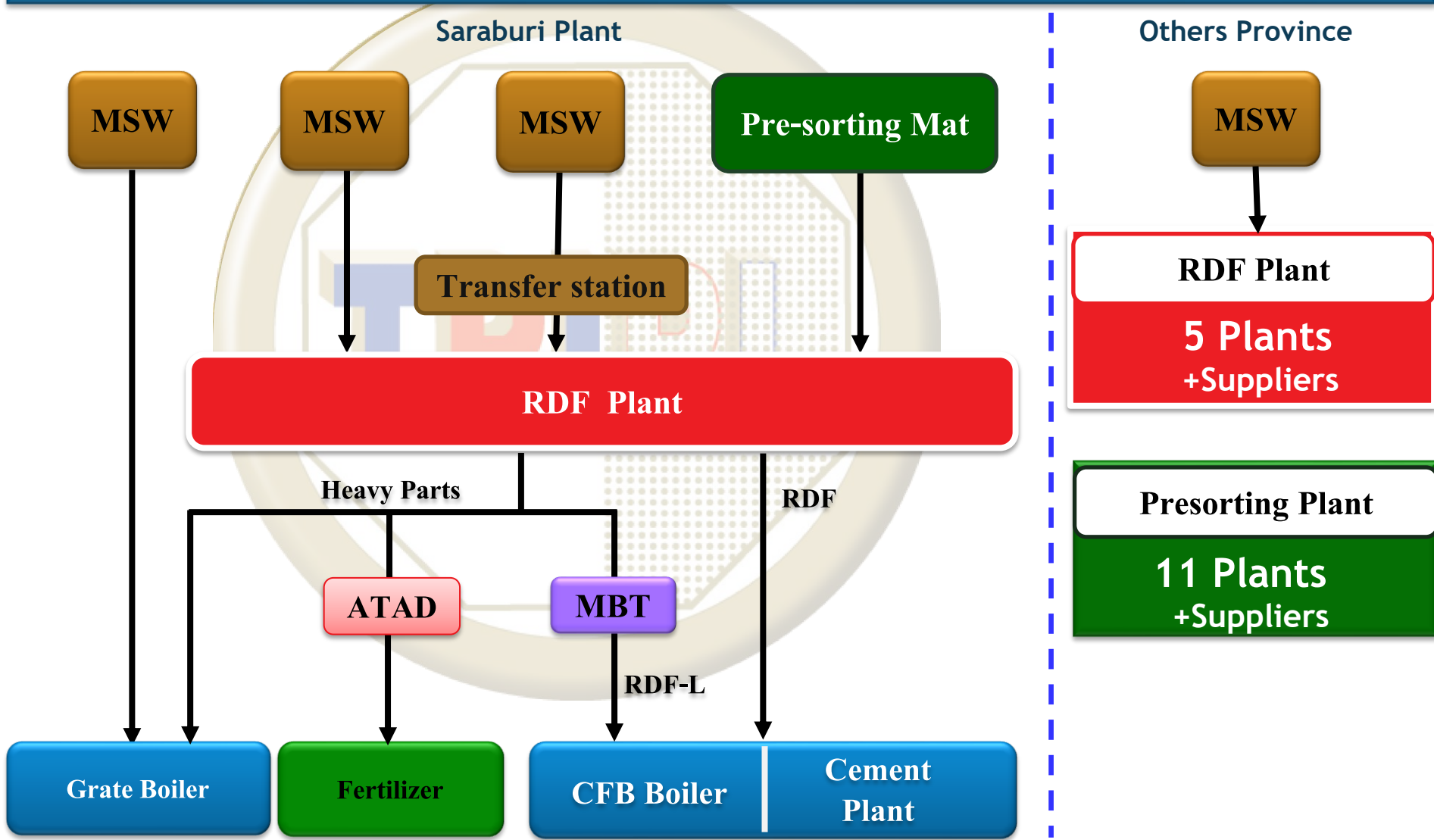


RDF Production Plan 2021

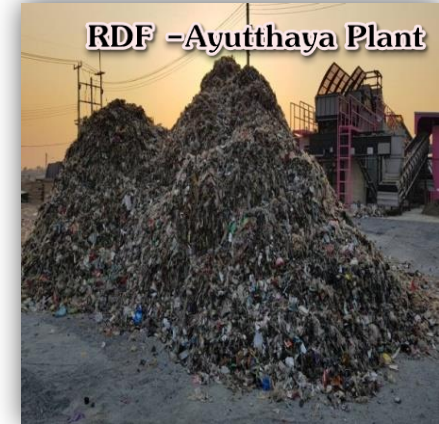
	Raw Mat	RDF	Grate
MSW	2,500	300	2,200
LF	3,000	2,550	450
RDF	1,500	1,500	
Ton per day	7,000	4,350	2,650



A solid waste management center



2 MSW and RDF Raw materials Management



RDF Production

Plant capacity 200 ton/day

Total Production 1000 ton/day

Presorting Plant



Pre-Sorting Production

Plant Capacity 200 ton/day

1. Nakornratchasima
2. Ayuttaya
3. Samutsakorn
4. Rayong
5. Chonburi
6. Saraburi

7. Chonburi (Bowin)
8. Chanthaburi
9. Phatumtani
10. Ayuttaya
11. Lopburi

RDF Supply for Cement Kiln Plants

- RDF requirement for coal replacement in 3 Kiln Plants is 1,200 -1,500 ton per day
- Production and Selling RDF to TPIPL is 360,000-450,000 Ton per year
- Estimate Revenue for RDF selling 350-450 Mil baht per year
- Investment of RDF plant 1,000 Mil Baht
- BOI Tax Incentive 8/5
- Project schedule with-in Year 2021

3 WTE Future Project



Capacity	2021		2022		2023		2025	
Power Plants with Electricity Sales to TPIPL	260 MW		190 MW		190 MW		190 MW.	
	TG1	20 MW	TG1	20 MW	TG1	20 MW	TG1	20 MW
	TG2	20 MW	TG2	20 MW	TG2	20 MW	TG2	20 MW
	TG7	70 MW	TG8	150 MW	TG8	150 MW	TG8	150 MW
	TG8	150 MW	TG8	150 MW	TG8	150 MW	TG8	150 MW
Power Plants with Electricity Sales to EGAT	180 MW (PPA 163 MW)		250 MW (PPA 203 MW)		282 MW (PPA 229 MW)		390 MW (PPA 319 MW)	
	<u>Capacity</u>	<u>PPA</u>	<u>Capacity</u>	<u>PPA</u>	<u>Capacity</u>	<u>PPA</u>	<u>Capacity</u>	<u>PPA</u>
	TG3	20 MW / 18 MW	TG3-6	180 MW / 163 MW	TG3-7	250 MW / 203 MW	TG3-7	250 MW / 203 MW
	TG5	60 MW / 55 MW	TG 7	70 MW / 40 MW	Korat	12 MW / 10 MW	Korat	12 MW / 10 MW
	TG4	30 MW / 90MW			SK	10 MW / 8 MW	SK	10 MW / 8 MW
TG6	70 MW			VSP	10MW / 8 MW	VSP	10 MW / 8 MW	
						VSP	9x12 MW / 9x10 MW	
Total Power Capacity	440 MW		440 MW		472 MW		580 MW	

■ WH
 ■ RDF/MSW
 ■ Coal RDF supplement

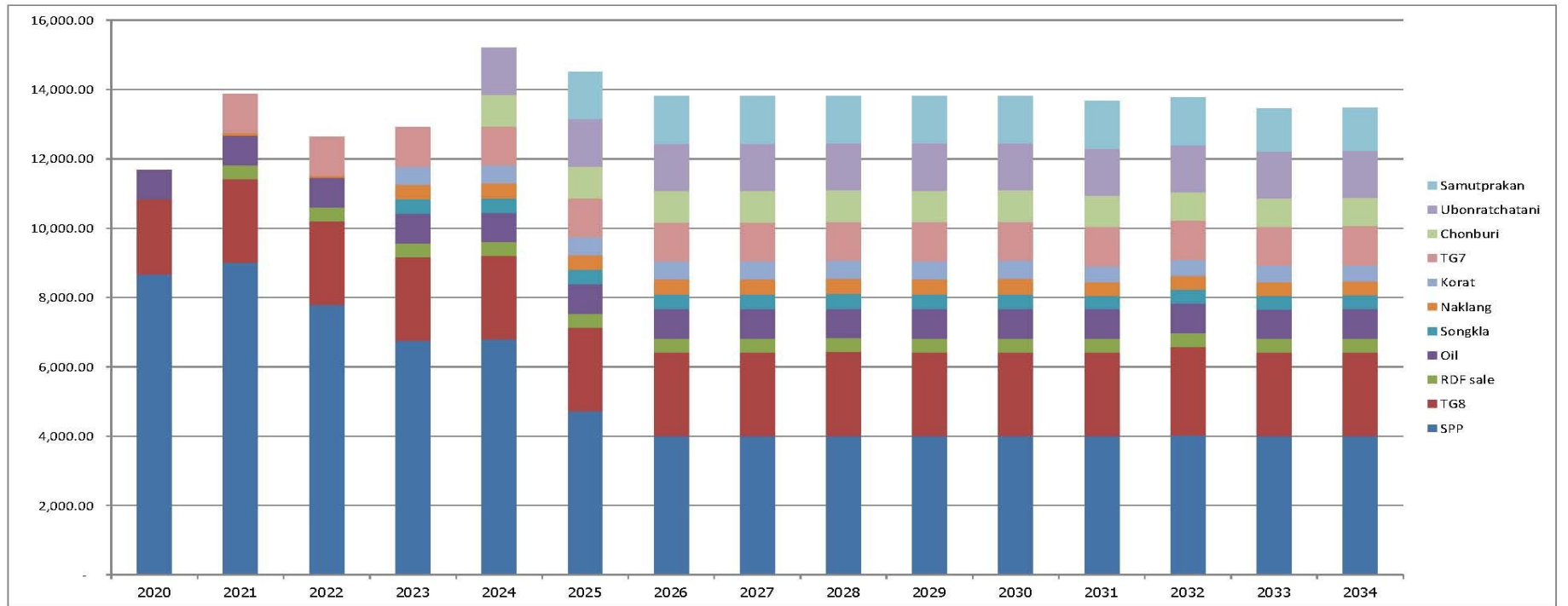
3 WTE Future Project



Project	MSW (ton/day)	Capacity (MW)	PPA (MW)	Plan COD	Status
■ TG7	-	70	40	2022	Pending Approval
■ Songkla	500	10	7.92	2023	WINNER
■ Korat	500	12	9.9	2023	WINNER
■ Naklang	500	10	8	2023	TOR
■ Chonburi	2x500	2X12	2x9.9	2024	FS
■ Ubonratchatani	500	12	9.9	2024	FS
■ Samutprakan	3x500	3x12	3x9.9	2025	FS
■ Chantaburi	500	12	9.9	2025	FS
■ Bang Sai	500	12	9.9	2025	FS
■ Phatum Thani	500	12	9.9	2025	FS
		210	153		



Year	Old (ล้านบาท)					New (ล้านบาท)									Grand total
	SPP	TG8	RDF sale	Oil	Total SPP+TG8	Songkla	Naklang	Korat	TG7	Chonburi	Ubonratchatani Chantaburi Bang Sai 3x9.9 MW	Samutprakan	Total new		
	163 MW	150 MW			(313 MW)	7.92 MW	8 MW	9.9 MW	40 MW	2x9.9 MW		3x9.9 MW	(125.22 MW)		
2020	8,681.09	2,156.56		850.00	11,687.65									-	11,687.65
2021	9,010.11	2,419.49	400.00	850.00	12,679.60		62.12		1,124.30					1,186.42	13,866.02
2022	7,799.32	2,404.97	400.00	850.00	11,454.29		62.12		1,124.30					1,186.42	12,640.72
2023	6,767.97	2,409.81	400.00	850.00	10,427.78	415.92	423.04	519.90	1,124.30					2,483.16	12,910.94
2024	6,791.78	2,411.97	400.00	850.00	10,453.75	415.92	423.04	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26			4,750.26	15,204.02
2025	4,730.73	2,409.81	400.00	850.00	8,390.54	415.92	423.04	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,110.52	14,501.06
2026	4,012.53	2,404.97	400.00	850.00	7,667.50	420.89	438.26	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,130.71	13,798.20
2027	4,012.53	2,404.97	400.00	850.00	7,667.50	420.89	438.26	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,130.71	13,798.20
2028	4,016.91	2,416.81	400.00	850.00	7,683.72	420.89	438.26	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,130.71	13,814.42
2029	4,012.53	2,404.97	400.00	850.00	7,667.50	426.36	445.09	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,143.01	13,810.50
2030	4,012.53	2,409.81	400.00	850.00	7,672.34	426.36	445.09	519.90	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		6,143.01	13,815.34
2031	4,012.53	2,404.97	400.00	850.00	7,667.50	382.00	400.29	464.46	1,124.30	906.84	1,360.26	1,360.26		5,998.41	13,665.91
2032	4,024.82	2,562.01	400.00	850.00	7,836.83	388.02	407.81	464.46	1,124.30	817.24	1,360.26	1,360.26		5,922.35	13,759.18
2033	4,008.57	2,404.97	400.00	850.00	7,663.54	388.02	407.81	464.46	1,124.30	817.24	1,360.26	1,225.86		5,787.95	13,451.48
2034	4,008.57	2,419.49	400.00	850.00	7,678.06	388.02	407.81	464.46	1,124.30	817.24	1,360.26	1,225.86		5,787.95	13,466.00





MSW	500	ton/day	
Boiler Install Capacity	2x350	ton/day	
Generator Capacity	12	MW	
Net Contract capacity	8.0 (9.9)	MW	
MSW Tipping fee	350	Baht/ton	+10 % Every 3 year
Electricity Price	5.78	Baht/Kwh	Year 1-8
	5.07	Baht/Kwh	Year 9-20
Investment Cost	1,745	Mil Baht	
Revenue	400	Mil Baht / year	
Status	Annoucement of winning bid		
COD	2023		

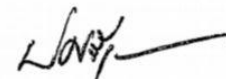


ประกาศองค์การบริหารส่วนจังหวัดสงขลา
เรื่อง ประกาศผู้ชนะการเสนอราคา จัดหาเอกชนร่วมลงทุนก่อสร้าง และบริหารจัดการระบบกำจัดขยะมูลฝอย
องค์การบริหารส่วนจังหวัดสงขลา โดยวิธีประกวดราคา

ตามที่ องค์การบริหารส่วนจังหวัดสงขลา ได้ประกาศประกวดราคาจัดหาเอกชนร่วมลงทุนก่อสร้าง
และบริหารจัดการระบบกำจัดขยะมูลฝอย องค์การบริหารส่วนจังหวัดสงขลา จำนวน ๑ โครงการ โดยวิธีประกวด
ราคา นั้น

จัดหาเอกชนร่วมลงทุนก่อสร้าง และบริหารจัดการระบบกำจัดขยะมูลฝอย องค์การบริหารส่วนจังหวัด
สงขลา จำนวน ๑ โครงการ ผู้ได้รับการคัดเลือก ได้แก่ บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) โดยมีคะแนน
รวมคิดเป็นร้อยละ ๙๖.๕๐

ประกาศ ณ วันที่ ๒๕ มกราคม พ.ศ. ๒๕๖๔



(นายประพันธ์ ศรีสุวรรณ)

ปลัดองค์การบริหารส่วนจังหวัด ปฏิบัติหน้าที่

นายกองค์การบริหารส่วนจังหวัดสงขลา



MSW	500	ton/day
Boiler Install Capacity	2x350	ton/day
Generator Capacity	12.0	MW
Net Contract capacity	9.9	MW
MSW Tipping fee	300	Baht/ton + Inflation rate every 3 year
Electricity Price	5.78	Baht/Kwh Year 1-8
	5.07	Baht/Kwh Year 9-20
Investment Cost	1,830	Mil Baht
Revenue	500	Mil Baht / year
Status	Annoucement of winning bid	
COD	2023	

RDF and MSW TG 7

Boiler Install Capacity B13-15	3x 750	ton/day
Generator Capacity	70	MW
Net Contract capacity	40	MW
Electricity Price	3.66	Baht/Kwh
Investment Cost	500	Mil Baht
Revenue	1,200	Mil Baht / year
Status	Under Implement	
COD	2022	





ที่ มท ๐๘๒๐.๒/๑๗) ๐๖

กรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น
ถนนนครราชสีมา เขตดุสิต กทม. ๑๐๓๐๐

๕ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๔

เรื่อง โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะชุมชน กำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด ๔๐ เมกะวัตต์ ของบริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) จังหวัดสระบุรี

เรียน ผู้ว่าราชการจังหวัดสระบุรี

อ้างถึง ๑. หนังสือจังหวัดสระบุรี ที่ สบ ๐๐๒๓.๓/๑๑๐๕๖ ลงวันที่ ๓๑ กรกฎาคม ๒๕๖๓

๒. หนังสือกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น ด่วนที่สุด ที่ มท ๐๘๒๐.๒/๑๕๙๙๓ ลงวันที่ ๒ กันยายน ๒๕๖๓

ตามที่แจ้งว่า คณะกรรมการจัดการสิ่งปฏิกูลและมูลฝอยจังหวัดสระบุรีในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๓ เมื่อวันที่ ๒๙ เมษายน ๒๕๖๓ ได้มีมติเห็นชอบการรวมกลุ่มพื้นที่ในการจัดการมูลฝอย (Clusters) กลุ่มที่ ๔ โดยมีเทศบาลเมืองทับกวางเป็นเจ้าภาพกลุ่ม (Clusters) และได้จัดทำข้อเสนอโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะชุมชน กำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด ๔๐ เมกะวัตต์ โดยมอบหมายให้บริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) รับผิดชอบการจัดตั้งและผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งต่อมากรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่นได้ส่งเรื่องคืนจังหวัดสระบุรี เพื่อให้ดำเนินการให้เป็นไปตามพระราชบัญญัติรักษาความสะอาดและความเป็นระเบียบเรียบร้อยของบ้านเมือง พ.ศ. ๒๕๓๕ และระเบียบ กฎหมายที่เกี่ยวข้อง รายละเอียดตามหนังสือที่อ้างถึง นั้น

กรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น ได้ตรวจสอบข้อมูลของโครงการดังกล่าวเพิ่มเติม ปรากฏว่า นอกจากองค์การปกครองส่วนท้องถิ่นในกลุ่ม Clusters ที่มีเทศบาลเมืองทับกวางเป็นเจ้าภาพ ยังมีองค์การปกครองส่วนท้องถิ่นอีก ๓ แห่ง คือ เทศบาลตำบลเสาไห้ องค์การบริหารส่วนตำบลช้างไทยงามและองค์การบริหารส่วนตำบลหนองหัวไผ่ ที่มีสัญญาารับกำจัดขยะกับบริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) ซึ่งดำเนินการก่อนประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่อง การจัดการมูลฝอย พ.ศ. ๒๕๖๐ ที่ประกาศใช้เมื่อวันที่ ๒ พฤศจิกายน ๒๕๖๐ ดังนั้น เพื่อให้มีข้อมูลของปริมาณขยะของโครงการที่ถูกต้อง จึงขอให้จังหวัดตรวจสอบว่า ปริมาณขยะขององค์การปกครองท้องถิ่นในพื้นที่จังหวัดตามโครงการดังกล่าว ไม่ขัดแย้งหรือซ้ำซ้อนกับปริมาณขยะที่มีการดำเนินการในกลุ่ม Clusters ของจังหวัด ทั้งในปัจจุบันและแผนการดำเนินงานในอนาคต ทั้งนี้ให้ยืนยันผ่านคณะกรรมการจัดการสิ่งปฏิกูลและมูลฝอยจังหวัด และรายงานกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่นทราบ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

(นายประยูร รัตนเสนีย์)

อธิบดีกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น

กองสิ่งแวดล้อมท้องถิ่น

กลุ่มงานสิ่งแวดล้อม

โทร. ๐-๒๒๔๑-๙๐๐๐ ต่อ ๒๑๑๒ โทรสาร ๐-๒๒๔๑-๒๐๖๖

ผู้ประสานงาน : นายอามาตา กาเดร์ โทร ๐๙๙-๓๕๖-๒๕๕๕



ที่ มท ๐๘๒๐.๒/๖ ๖๖๖๖

กรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น
ถนนนครราชสีมา เขตดุสิต กทม. ๑๐๓๐๐

๕ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๔

เรื่อง โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะชุมชน กำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด ๔๐ เมกะวัตต์ ของบริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) จังหวัดสระบุรี

เรียน

สิ่งที่ส่งมาด้วย บัญชีองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในโครงการฯ

จำนวน ๑ ชุด

ด้วยจังหวัดสระบุรีแจ้งว่า คณะกรรมการจัดการสิ่งปฏิกูลและมูลฝอยจังหวัดสระบุรี ในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๓ เมื่อวันที่ ๒๙ เมษายน ๒๕๖๓ ได้มีมติเห็นชอบการรวมกลุ่มพื้นที่ในการจัดการมูลฝอย (Clusters) กลุ่มที่ ๔ โดยมีเทศบาลเมืองทับกวางเป็นเจ้าภาพกลุ่ม (Clusters) และได้จัดทำข้อเสนอโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะชุมชน กำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด ๔๐ เมกะวัตต์ โดยมอบหมายให้บริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) รับผิดชอบการจัดตั้งและผลิตพลังงานไฟฟ้า และกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่นได้ตรวจสอบข้อมูลของโครงการดังกล่าวแล้ว ปรากฏว่า มีองค์การปกครองส่วนท้องถิ่นในหลายจังหวัดมีสัญญาารับกำจัดขยะกับบริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) โดยตรง หรือมีสัญญาับบริษัทเอกชนที่มีสัญญาารับกำจัดขยะกับ บริษัท ทีพีโอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) ซึ่งดำเนินการก่อนประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่อง การจัดการมูลฝอย พ.ศ. ๒๕๖๐ ที่ประกาศใช้เมื่อวันที่ ๒ พฤศจิกายน ๒๕๖๐ รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

ดังนั้น เพื่อให้มีข้อมูลของปริมาณขยะของโครงการที่ถูกต้อง จึงขอให้จังหวัดตรวจสอบว่า ปริมาณขยะขององค์การปกครองท้องถิ่นในพื้นที่จังหวัดตามโครงการดังกล่าว ไม่ขัดแย้งหรือซ้ำซ้อนกับปริมาณขยะที่มีการดำเนินการในกลุ่ม Clusters ของจังหวัด ทั้งในปัจจุบันและแผนการดำเนินงานในอนาคต ทั้งนี้ให้ยืนยันผ่านคณะกรรมการจัดการสิ่งปฏิกูลและมูลฝอยจังหวัด และรายงานกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่นทราบ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

(นายประยูร รัตนเสนีย์)

อธิบดีกรมส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น

กองสิ่งแวดล้อมท้องถิ่น

กลุ่มงานสิ่งแวดล้อม

โทร. ๐-๒๒๔๑-๙๐๐๐ ต่อ ๒๑๑๒ โทรสาร ๐-๒๒๔๑-๒๐๖๖

ผู้ประสานงาน : นายอามาตา กาเดร์ โทร ๐๙๙-๓๕๖-๒๕๕๕

๑. ผู้ว่าราชการจังหวัดสมุทรสาคร
๒. ผู้ว่าราชการจังหวัดพระนครศรีอยุธยา
๓. ผู้ว่าราชการจังหวัดปทุมธานี
๔. ผู้ว่าราชการจังหวัดนครปฐม
๕. ผู้ว่าราชการจังหวัดนครนายก
๖. ผู้ว่าราชการจังหวัดนครราชสีมา



Greenhouse Gas Mitigation Mechanism

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO)

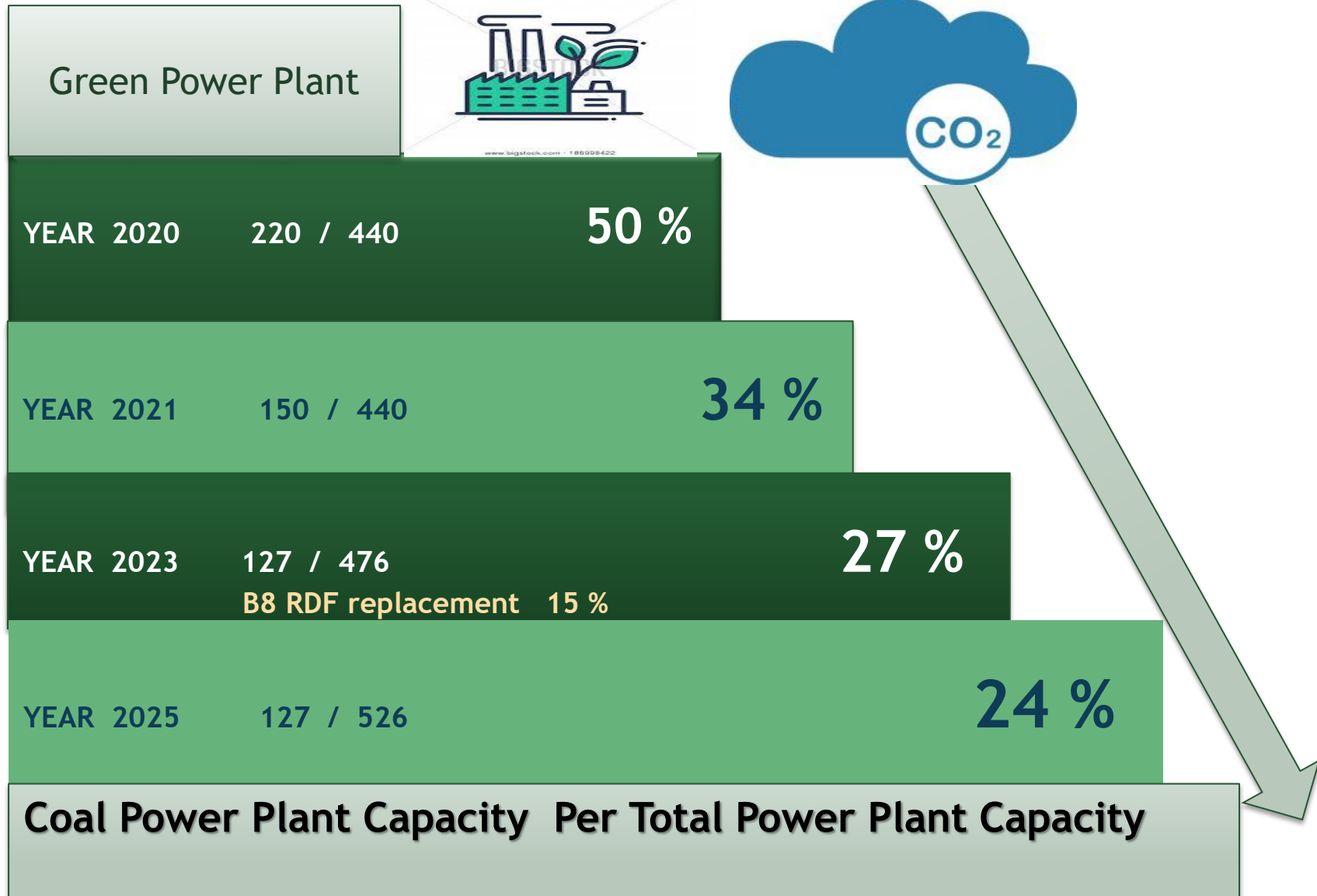
1. Thailand Voluntary Emission Reduction Project (T-VER)

▪ TVERs Carbon Credit	82,056	Ton
▪ Results-Based Payment	39,197	Ton
▪ Zukunft des Kohlenstoffmarketes foundation	4	EU/Ton
	156,788	EU
• CSR Project		
Solar rooftop for Kaeng Khoi Hospital	2,000,000	Baht
Recycle water Plant for Muaklek Hospital	3,500,000	Baht
▪ TVERs Carbon credit (under verification process)	630,907.4	Ton

2. Low Emission Support Scheme (LESS)

• LESS Carbon Credit	under verification process	Ton
----------------------	----------------------------	-----

4 TPIPP Greenhouse Gas Reduction



4 TPIPP Greenhouse Gas Reduction



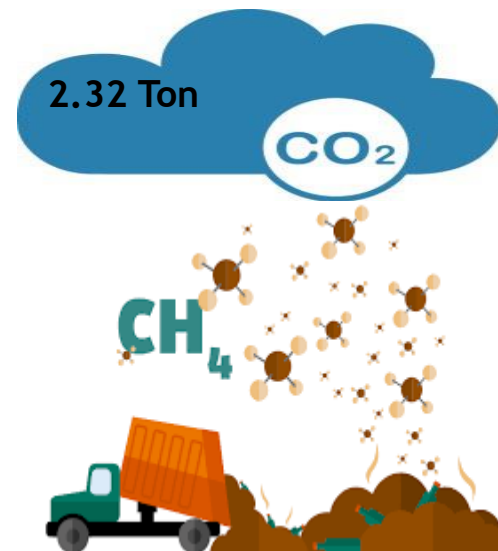
WTE



1 Ton MSW



2.32 Ton



POWER PLANT

1.3 mil Ton-RDF

4 mil Ton-MSW

10 mil Ton-CO₂

RDF FOR CEMENT PLANT

0.65 mil Ton-RDF

2 mil Ton-MSW

5 mil Ton-CO₂

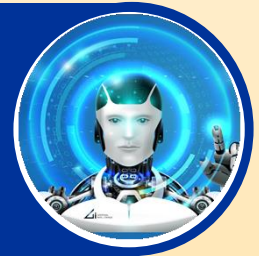


ASEAN Centre for Energy
One Community for Sustainable Energy

Southern Economic Zone (SEZ)

1

New Generation Technology Industrial Park



2

Smart City



3

Deep sea Ports and Distribution Center



4

Clean Energy Center



The development of Southern Economic Zone (SEZ)

- On October 4th 2016, the cabinet had a resolution to approve the promotion of the “Triangle of Security, Prosperity, Sustainability” for 4 prototype cities.
 1. Betong District, Yala Province
 2. Su ngai go lok District, Narathiwat Province
 3. Nong Jik District, Pattani Province
 4. Chana District, Songkhla ProvinceHowever, the cabinet only approved to start the development of the first three districts to avoid all investments flocking into only Chana District.
- During 2018-2019, the Southern Border Provinces Administrative Center (SBPAC) has decided that it is the right time to start the development of the fourth district as already approved by the cabinet. The SBPAC went out to discuss the possibility with all related sectors, including the private sector. After getting all the needed information, the SBPAC let the cabinet to approve the project again.
- On May 7th 2019, the cabinet had a resolution to approve the promotion of the fourth district of the “Security, Prosperity, Sustainability Triangle Model City 4 Projects” in Chana District
- On October 31st 2019, the Southern Corridor Strategy Development Committee (SCSDC) had a resolution to let the SBPAC use section 7, 9, 10 and 18 of the Southern Border Provinces Administration Act.

The development of Southern Economic Zone (SEZ) (Continue)

- On January 21st 2020, the cabinet had a resolution to approve and acknowledge the SCSDC's resolution on Oct 31st.
- On July 16th 2020, the SCSDC had a resolution to approve the SBPAC to contact all needed government agencies to change the planning permission of Chana District.
- On August 18th 2020, the cabinet had a resolution to approve and acknowledge the SCSDC's resolution on July 16th.
- On September 28th 2020, the meeting of advisors to the Department of Public works and Town & Country Planning had a resolution to accept the SBPAC request to change to city planning as requested.
- On February 22nd 2021, the investigation for accuracy committee led by Capt. Thamanat Prompow had advised the prime minister that SBPAC should contact the NESDB before moving forward.
- On March 1st 2021, SBPAC held a meeting with the NESDB with Deputy Prime Minister Witsanu Kreangam , who confirms that SEA is not needed but insisted the SBPAC must complete the Feasibility study. Also allowing the SBPAC and related parties to move forward with the EIA and EHIA processes.
- On April 27th 2021, BOI (Board of Investment) announced that Chana District (as the fourth prototype city) will received the highest tax incentives as the law permitted, same as the other three prototype cities.
- On May 25th 2021, the cabinet had a resolution to approve the of BOI's announcement.

Q & A

