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's Vision & Mission

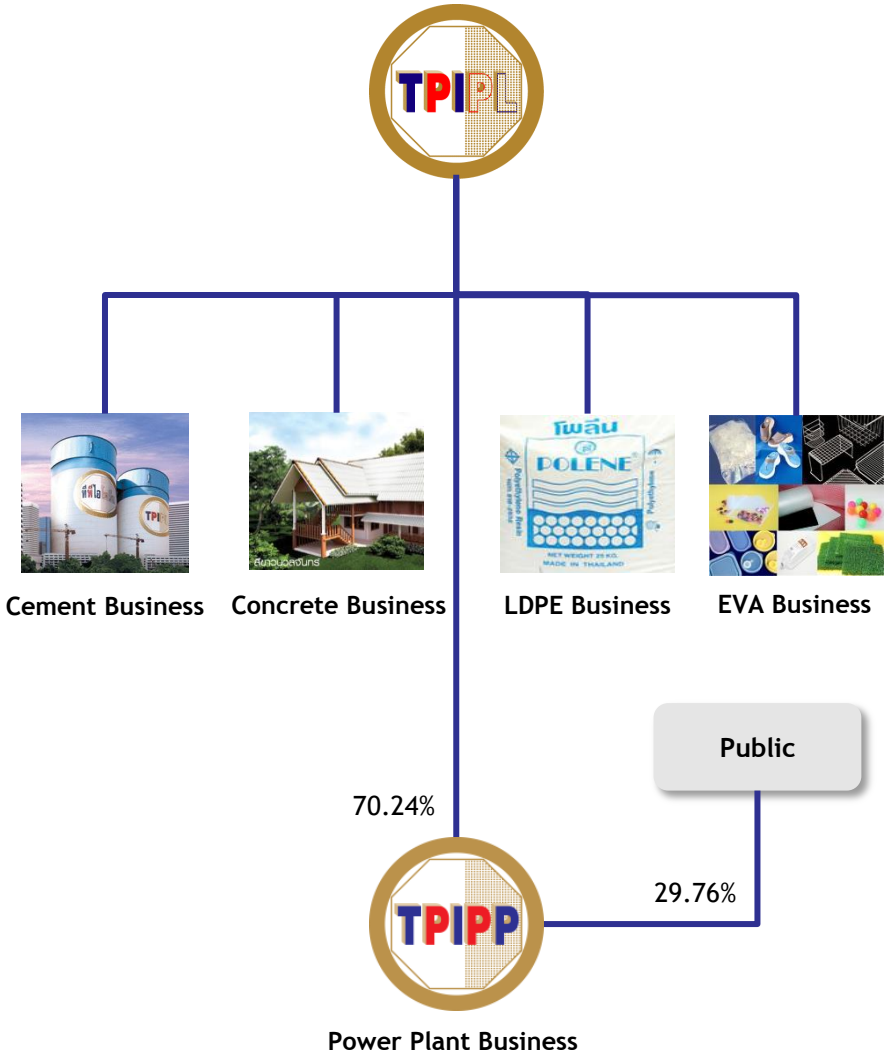
Vision

The Company is determined to be a **high quality and high standard leader** in the business of power generation using renewable energy sources, focusing on continuous development of technology and staff to create highest benefits for shareholders and staff. The Company intends to operate its business by **adhering to the principle of ethics and good corporate governance**

Mission

- Supporting municipal waste disposal for Local Administrations by converting waste to fuel and energy properly and efficiently.
- **Handling waste disposal to the fullest utilization** without disposal to the outside.
- Developing production technologies suitable for waste conditions in Thailand.
- **Generating electric power from renewable energy by using fuel from refuse and waste heat.**

TPIPP as TPIPL's Flagship for Power Business



Unit: THBmm

	TPIPP (Q3 2019)	TPIPP (9M 2019)
Main Business	Electricity generation from waste heat and refused derived fuel (RDF) power plants and operation in petrol and gas stations.	
Total Revenue	2,733	7,945
Operating EBITDA *	1,378	3,977
Net Profit	1,098	3,332
Total Assets	37,141	37,141
Total Liabilities	10,441	10,441
Registered and Paid-up Capital	8,400	8,400
Total Equity	26,700	26,700
Market Cap as of 30 Sep 2019	40,152	40,152

Remark :

1. Operating EBITDA of Q3 2019 excluding net foreign exchange gain 5 THBmm and compensation from insurance claims of 2 THBmm
2. Operating EBITDA of 9M 2019 excluding net foreign exchange gain 79 THBmm and compensation from insurance claims of 43 THBmm

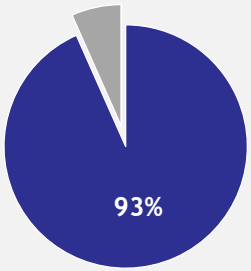
TPIPP at a Glance

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 Q3 2019 Total Sales Revenue**

Energy & Utilities

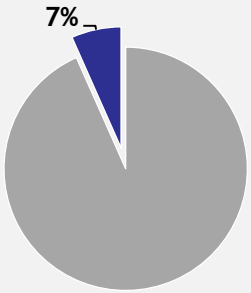
- Operates refuse derived fuel ("**RDF**") fired & waste-heat recovery power plants with off-take arrangements with EGAT and TPIPL
  - 8 commercially operating power plants TG1-TG8-440MW
  - Peripheral RDF production facilities to support its RDF-fired power plant operations



THB 2,508.0 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 178.6 mm

Summary of TPIPP's Power Plant Operations

TPIPP's Power Plants (Operational & Under Construction)

Total capacity in operation **440 MW**

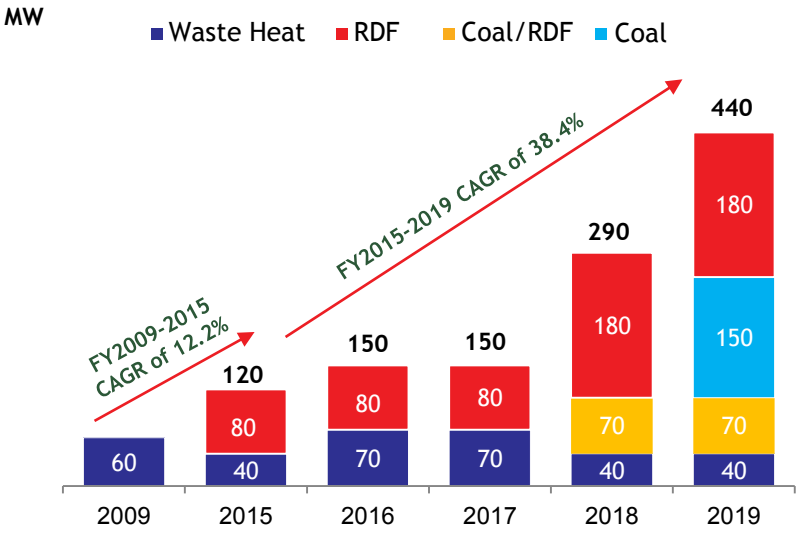
Power Plant	COD	Installed Capacity	Off taker
In operation			
WHPP-40MW	Jun 2009	40 MW	TPIPL
RDFPP-20MW	Jan 2015	20 MW	EGAT
RDFPP-60MW	Aug 2015	60 MW	EGAT
WHPP-30MW (1)	Jan 2016/Apr 2018	30 MW	TPIPL/EGAT
RDFPP-70MW (1)	Apr 2018	70 MW	EGAT
Coal-RDF-PP-70MW	Aug 2018	70 MW (2)	TPIPL
Coal-PP-150MW	Jan 2019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

Notes:

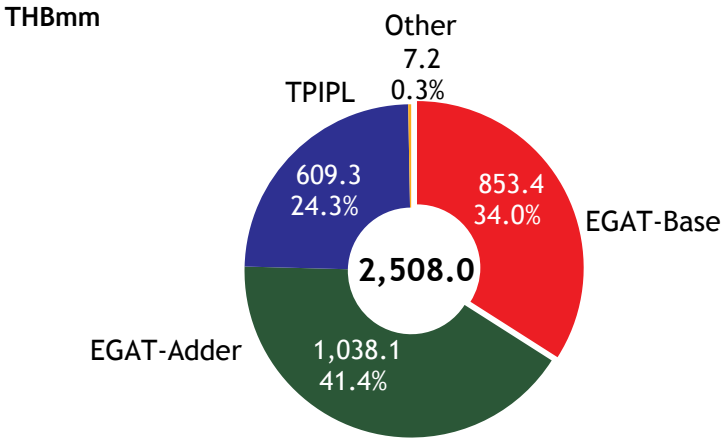
(1) After commencing commercial operations in January 2016, WHPP-30MW initially sold power to TPIPL to be used in TPIPL's cement production process until RDFPP-70MW commences commercial operations. Since RDFPP-70MW commenced commercial operations in April 2018, WHPP-30MW, together with RDFPP-70MW, operated 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



TPIPP's Q3 2019 Energy & Utilities Revenue Breakdown



Summary of TPIPP's Petrol & Gas Station Operations

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

Breakdown of TPIPP'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**

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

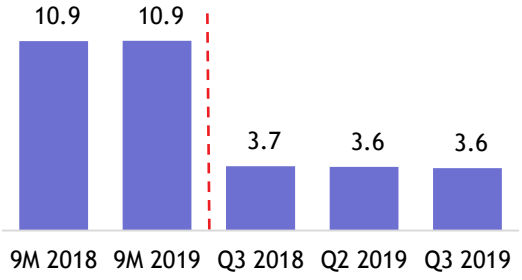
– Also purchases from TPIPL at cost. TPIPL regularly purchases petrol at large volumes and at discounted prices in the open market

Procurement of Gas

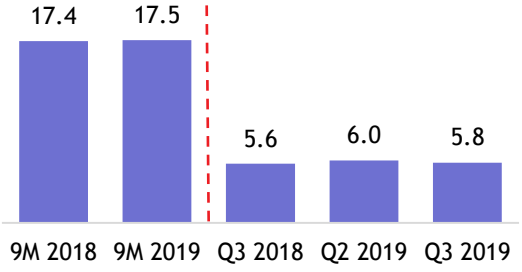
– Agrees to purchase a minimum amount of gas from PTT Public Company Limited every month, ranging from 700,000 kilograms to 1,200,000 kilograms per month

Historical Sales Volume

Petrol Sales (litre in millions)



Gas Sales (kg in millions)



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

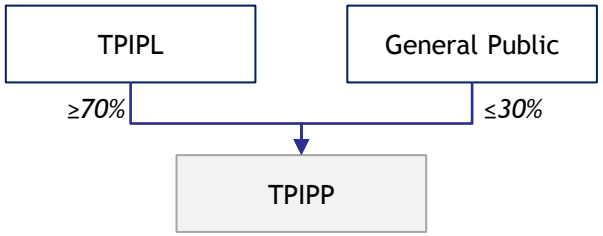
Mutually Beneficial Support Framework with TPIPL

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

Shareholding Structure Post IPO



Waste Heat Supply & Power Sales Arrangements with TPIPL

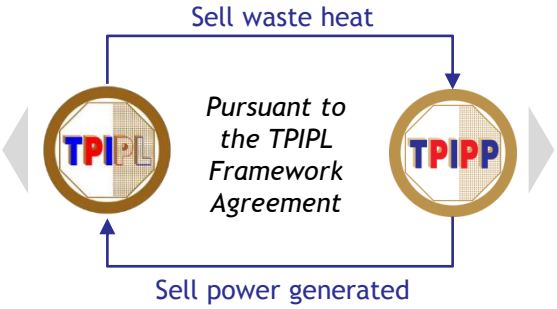
TPIPL sells waste heat to TPIPP

TPIPP sells power to TPIPL

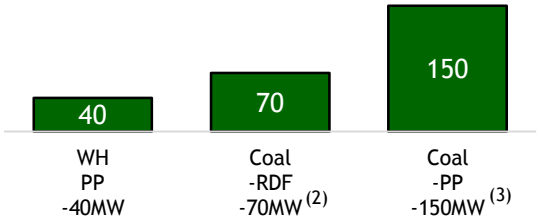
Pursuant to the respective PPAs[1]

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

As the power and cement plants are located in the same vicinity, waste heat can be obtained with **minimal heat loss**



Installed Power Generation Capacity (MW) with TPIPL as Offtaker



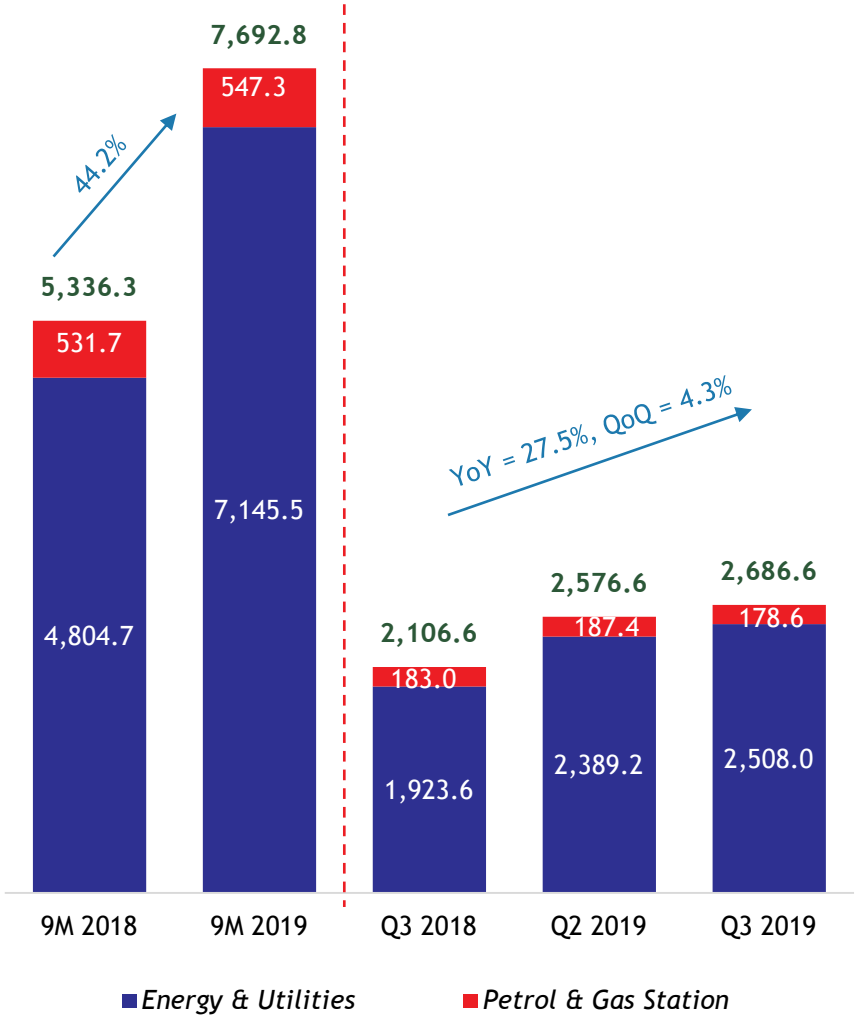
Notes :
(1) PPAs do not specify a contracted power generation capacity
(2) TG7 COD in August 2018.(under an approved power generation capacity of 40 MW)
(3) TG8 COD in January 2019.

Financial Highlights

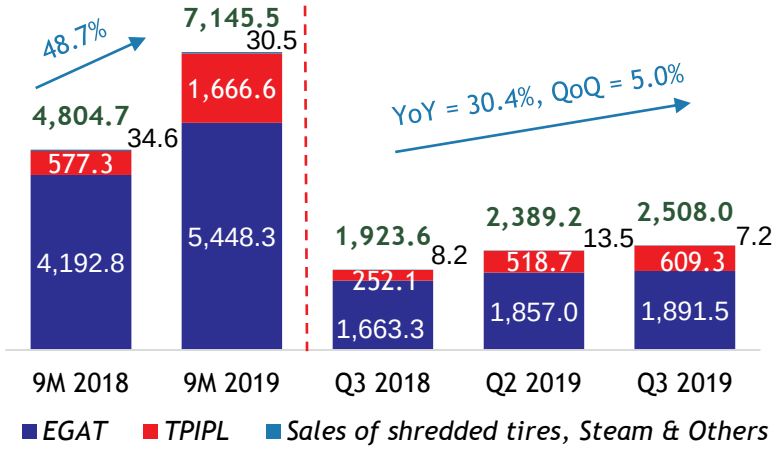
Revenue

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

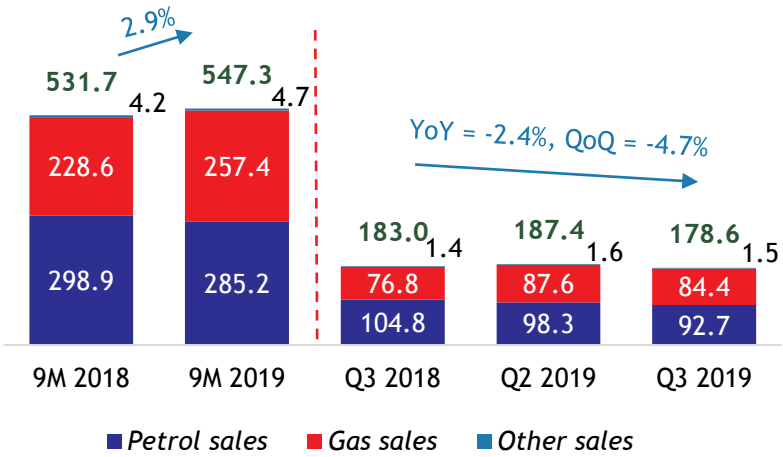
Total Revenue from Sales of Goods (THBmm)



Revenue from Energy & Utilities (THBmm)



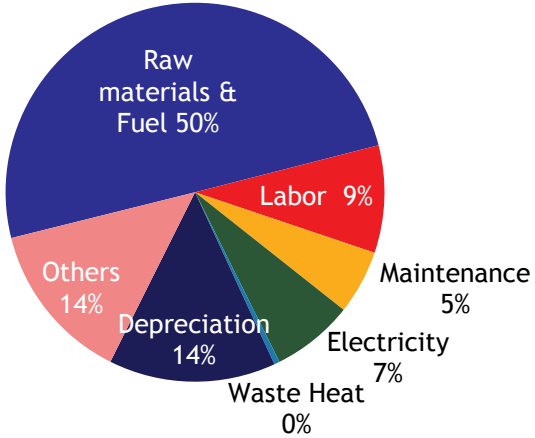
Revenue from Petrol & Gas Station (THBmm)



Cost of Sales & Gross Profit

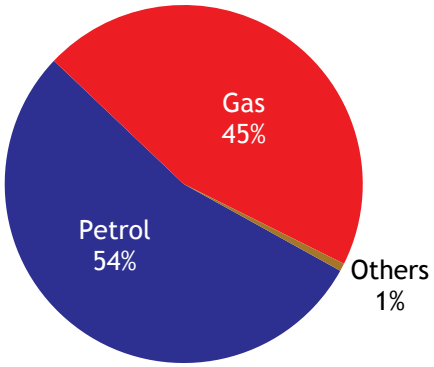
Q3 Y2019 Cost of Sales Breakdown (THBmm)

Energy & Utilities:



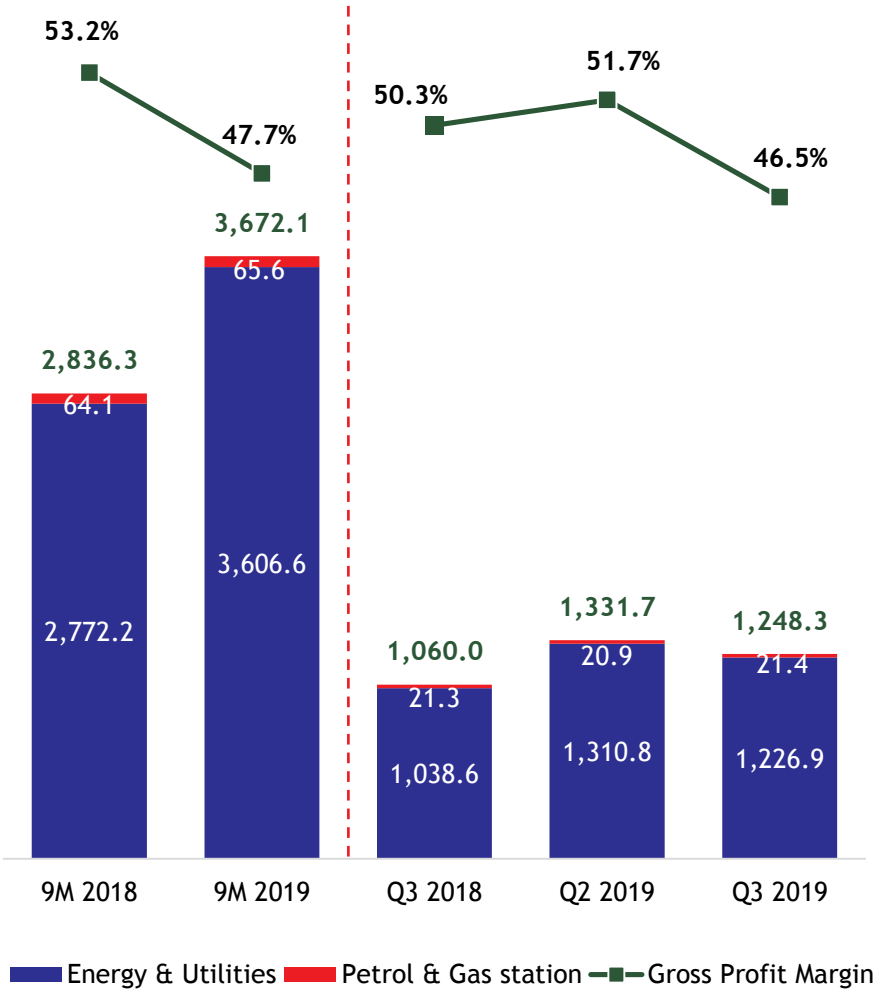
Total: THB 1,281.1 mm

Petrol & Gas Station:



Total: THB 157.1 mm

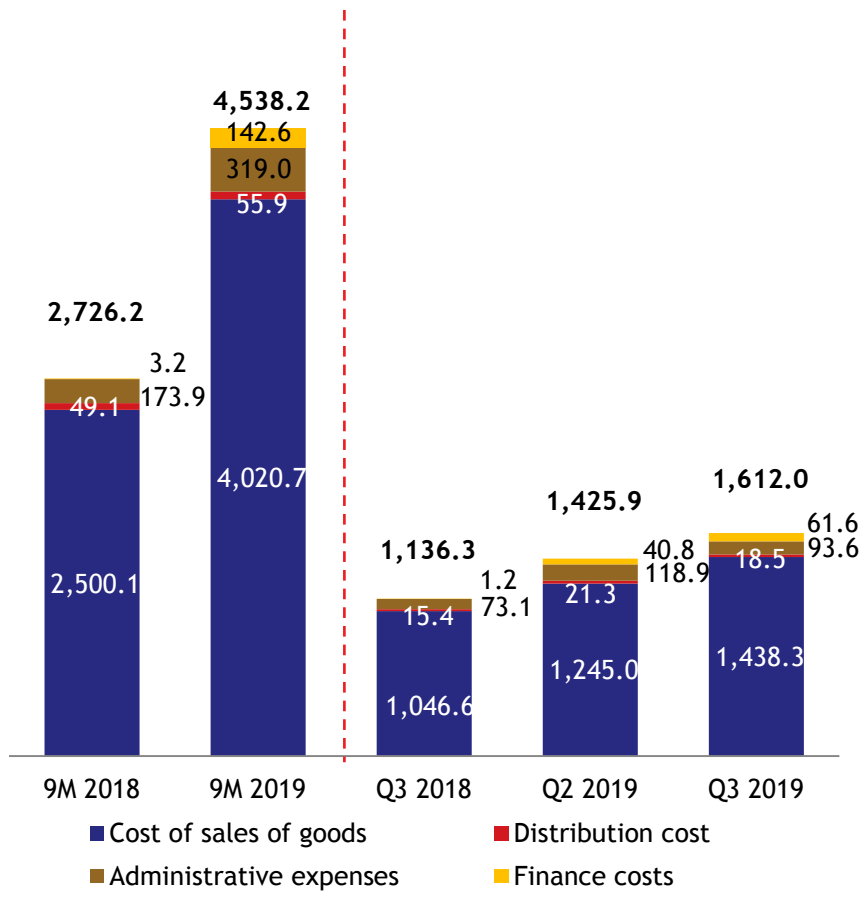
Gross Profit (THBmm) and Gross Profit Margin(1) (%)



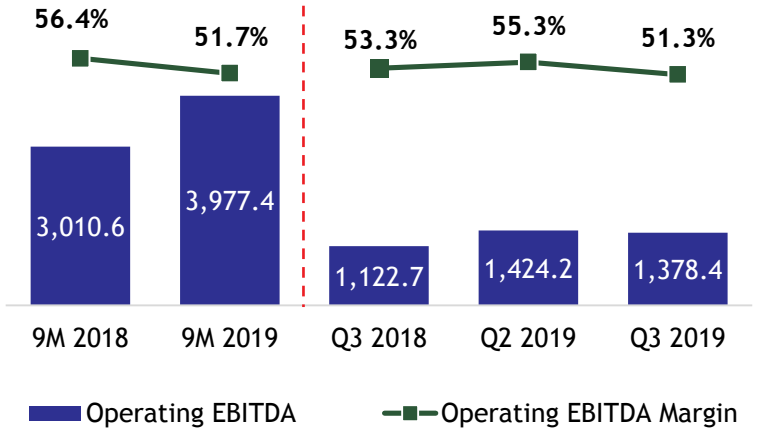
Note:
(1) Gross profit margin = Gross profit (loss) / Revenue from sales of goods x 100

Cost & Expenses vs. EBITDA & NPAT

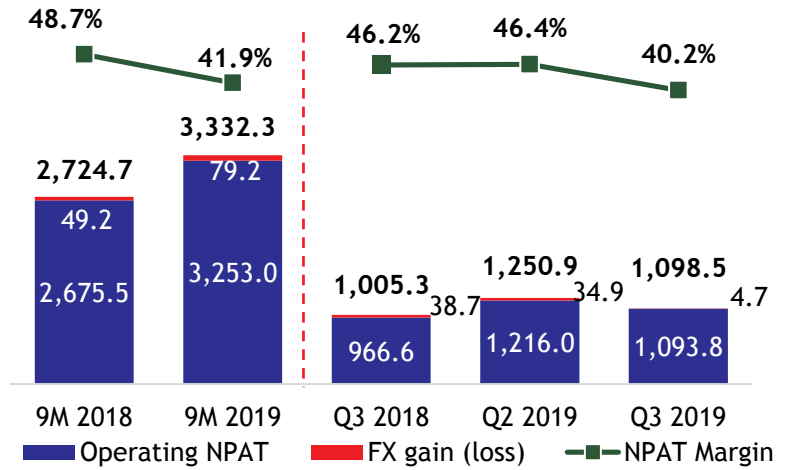
Cost & Expenses Items (THBmm)



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



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

	2018 9M	2019 9M	2018 Q3	2019 Q2	2019 Q3	Compare (%) YoY (9M)	YoY (Q)	QoQ
Income								
Revenue from base tariff	2,420.7	4,100.1	985.7	1,346.9	**1,462.7**	69.4%	48.4%	8.6%
Revenue from power adder	2,349.4	3,014.9	929.7	1,028.8	**1,038.1**	28.3%	11.7%	0.9%
Other Sales Revenue	566.2	577.9	191.1	200.9	**185.8**	2.1%	-2.8%	-7.5%
Other income	55.6	82.7	22.8	27.7	**27.9**	48.7%	22.5%	0.5%
Operating Revenues	**5,391.9**	**7,775.6**	**2,129.3**	**2,604.4**	**2,714.5**	**44.2%**	**27.5%**	**4.2%**
Expenses								
Cost of sales of goods	2,500.1	4,020.7	1,046.6	1,245.0	**1,438.3**	60.8%	37.4%	15.5%
Distribution & administrative expenses	223.0	374.9	88.5	140.1	**112.1**	68.1%	26.6%	-20.0%
Operating expenses	**2,723.1**	**4,395.6**	**1,135.1**	**1,385.1**	**1,550.4**	**61.4%**	**36.6%**	**11.9%**
Operating EBIT	**2,668.9**	**3,380.0**	**994.2**	**1,219.3**	**1,164.1**	**26.6%**	**17.1%**	**-4.5%**
Plus Depreciation & Amortization	341.7	597.4	128.5	204.9	**214.3**	74.9%	66.8%	4.6%
Operating EBITDA	**3,010.6**	**3,977.4**	**1,122.7**	**1,424.2**	**1,378.4**	**32.1%**	**22.8%**	**-3.2%**
Compensation from insurance claims	115.7	43.0	0.0	41.3	**1.8**	-62.8%	100.0%	-95.7%
Net foreign exchange gain (loss)	49.2	79.2	38.7	34.9	**4.7**	61.2%	-87.9%	-86.6%
Total EBITDA	**3,175.4**	**4,099.7**	**1,161.3**	**1,500.3**	**1,384.8**	**29.1%**	**19.2%**	**-7.7%**
Investment income	32.6	46.8	6.9	16.8	**12.5**	43.5%	81.7%	-25.5%
Finance costs	(3.2)	(142.6)	(1.2)	(40.8)	**(61.6)**	4,395.5%	5,009.9%	50.9%
Income tax expense	(138.5)	(74.2)	(33.3)	(20.5)	**(23.0)**	-46.4%	-31.0%	11.8%
Depreciation & Amortization	(341.7)	(597.4)	(128.5)	(204.9)	**(214.3)**	74.9%	66.8%	4.6%
Net Profit (loss) for the year	**2,724.7**	**3,332.3**	**1,005.3**	**1,250.9**	**1,098.5**	**22.3%**	**9.3%**	**-12.2%**

Operating Statistic

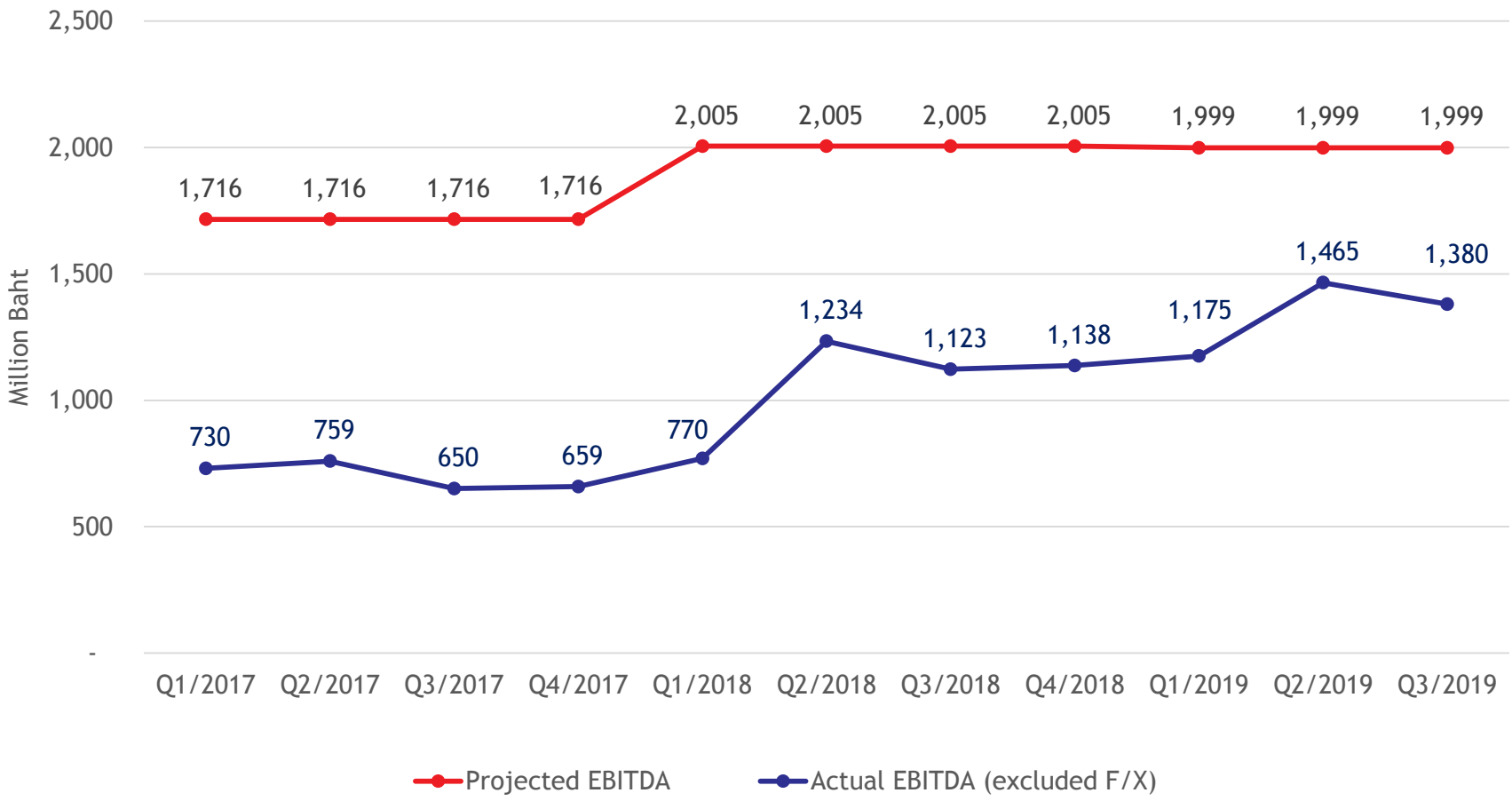
Generated Amount of Electricity (M.KWh) and Capacity (MW)

	2018	2019	Diff	%Change
Q3	354.42	510.93	+ 156.51	+ 44.16%
9M	914.94	1,481.87	+ 566.93	+ 61.96%

	Q2 2019	Q3 2019	Diff	%Change
3M	492.01	510.93	+ 18.92	+3.85%

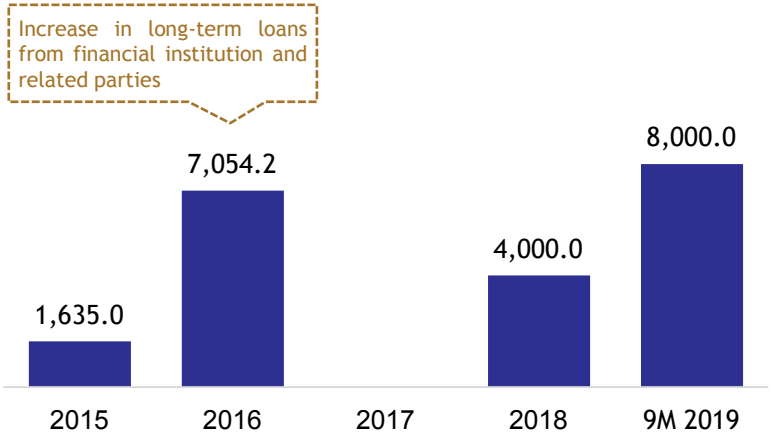
Operating Statistic

Projected VS Actual EBITDA (excluded F/X)

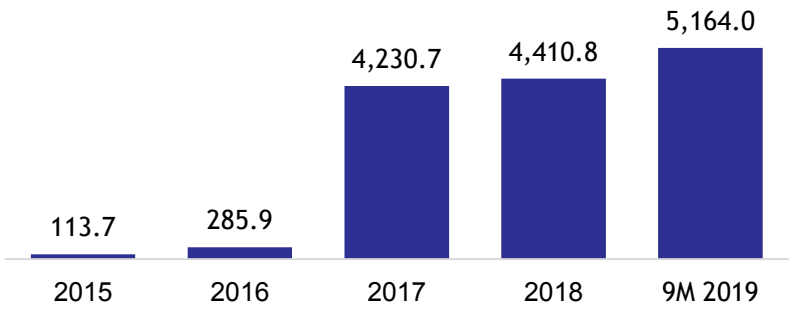


Debt Profile and Leverage Ratios

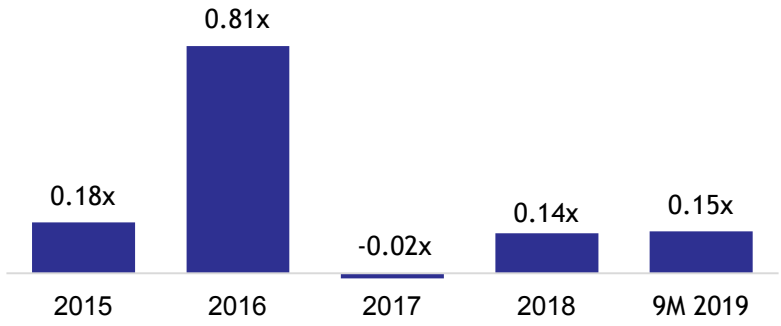
Interest Bearing Liabilities (THBmm)



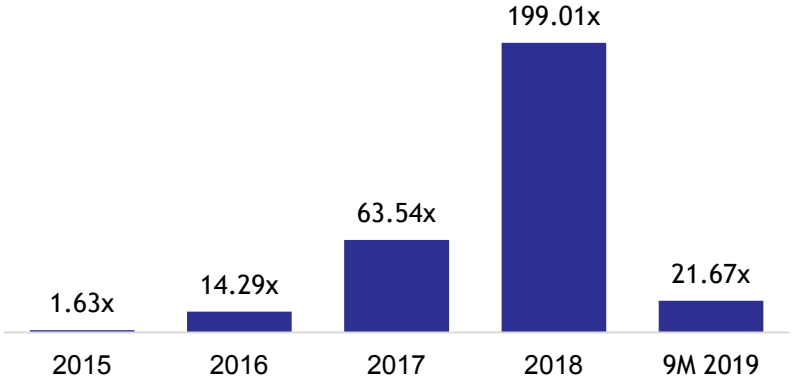
Cash / Cash Equivalents and Current Investment (THBmm)



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 generated from operating activities / finance cost paid

Key Operation Highlights

Summary of Key Operation Highlights

1. *TPIPP' S WTE Power Plant Situation*
2. *TPIPP' S Plant Improvement*
3. *MSW and RDF Raw materials management*
4. *Government Policies for Power Generation in Thailand*
5. *WTE Future Project*

1 TPIPP' S WTE Power Plant Situation

Capacity	2009	2016 & 2017	2018	2019
Power Plants with Electricity Sales to TPIPL	60 MW	70 MW Note (1)	110 MW	260 MW
	TG1 20 MW TG2 20 MW TG3 20 MW	TG1 20 MW TG2 20 MW TG4 30 MW	TG1 20 MW TG2 20 MW TG7 (3) 70 MW(2)	TG1 20 MW TG2 20 MW TG7 (3) 70 MW(2) 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)
		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	Capacity / PPA TG3 20 MW 18 MW TG5 60 MW 55 MW TG4 30 MW 90MW TG6 70 MW
Total Power Capacity	60 MW	150 MW	290 MW	440 MW

Notes:
(1) TPIPP completed the installation of additional boilers at RDFPP-20MW and WHPP-40MW in December 2016 and January 2017, respectively
(2) Can be a backup for sales to EGAT during maintenance period of TG5 and TG6
(3) TG7 COD in Aug 2018.(under an approved power generation capacity of 40 MW)
(4) TG8 COD on Jan 25, 2019

WH
RDF/WH
Coal
RDF supplement

COD and ADDER Schedule for each plant

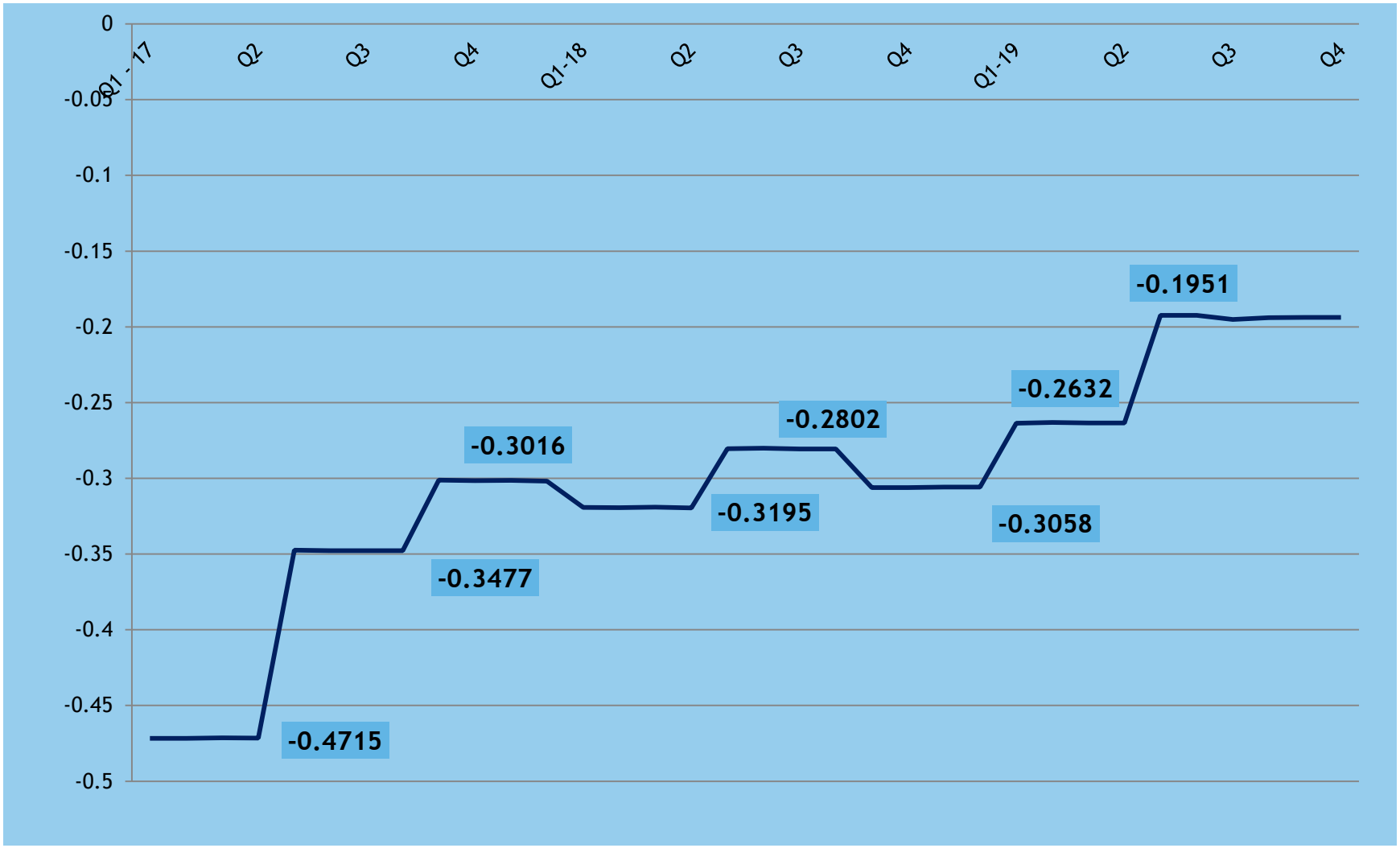
SPP	PPA	TG	COD	ADDER	Expiration of ADDER
1	18 MW	TG3	16 JAN 2015	7 Y	JAN 2022
2	55 MW	TG5	6 Aug 2015	7 Y	AUG 2022
3	90 MW	TG4+TG6	18 APR 2018	7 Y	APR 2025

COD and BOI Schedule for each plant in 2018

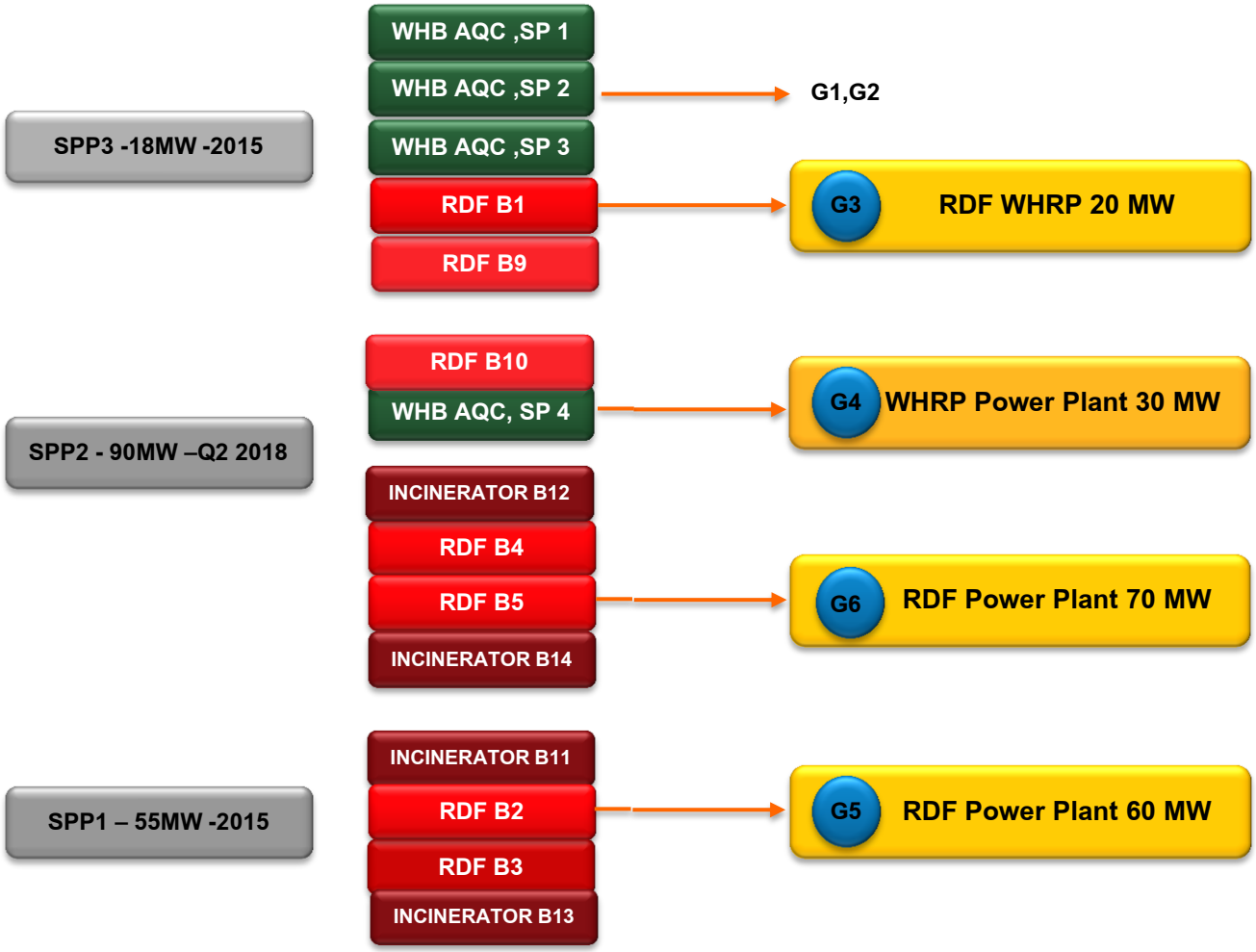
TG	Type	Off taker	COD	TAX INCENTIVE
TG 1-2	WH	TPIPL	Jun 2009	8 Y
TG 3	RDF	EGAT	Jan 2015	8 Y
TG 4	WH	TPIPL/EGAT	Jan 2016/Apr 2018	8Y
TG 5	RDF	EGAT	Aug 2015	8/5 Y
TG 6	RDF	EGAT	Apr 2018	8 Y
TG 7	Coal/RDF	TPIPL	Aug 2018	-
TG 8	Coal	TPIPL	Jan 25, 2019	8Y

Trend of FT Adjustment Sell for TPIPL

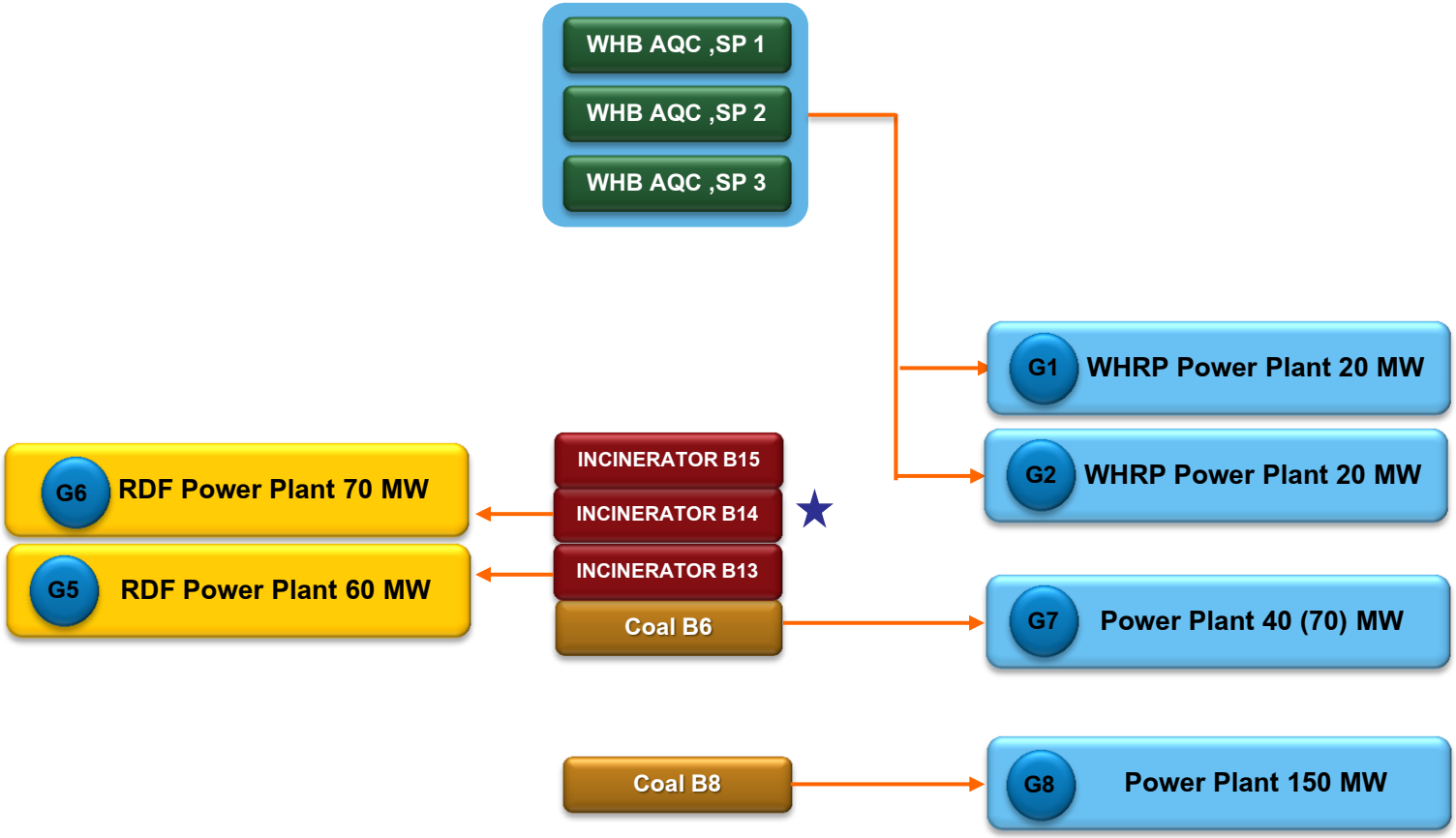
Trend of FT Adjustment Sell for SPP



Improvement of Power Plants Utility (with PPA with EGAT)



Improvement of of Power Plants (with PPA with TPIPL)

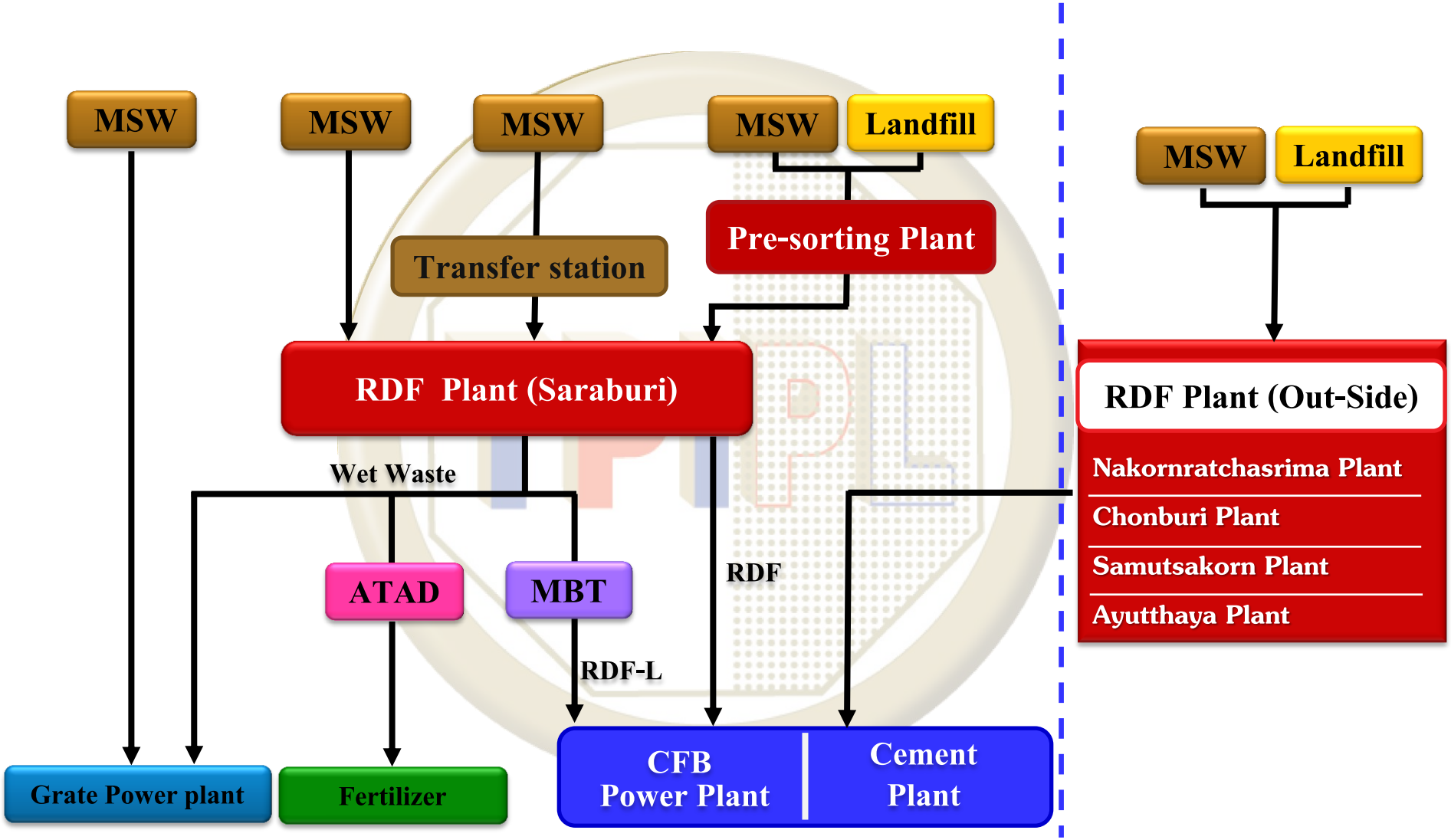


★ Future Project

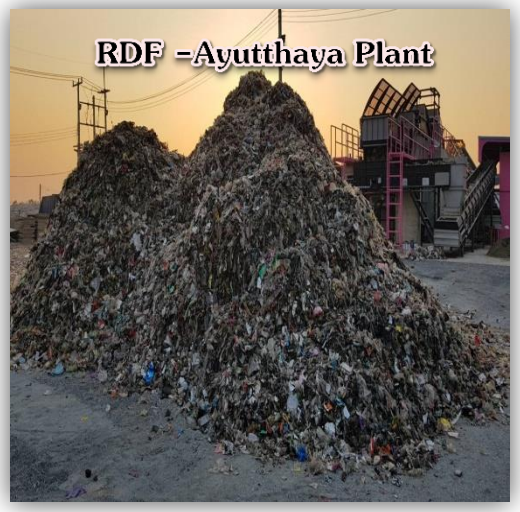
Plant Operation Improvement

• Improved Plant utility of SPP Plant	Target >95 %
• Improved Plant utility of TPIPL Plant	Increased utilization Peak period
• Reduced Fuel Cost	Increased MSW Reduced Buying RDF
• Optimization of Steam source for SPP Plant	Optimum Operation Cost
• Optimization of Internal Power Consumption	TG 7

A solid waste management center



3 MSW and RDF Raw materials Management



แผน PDP2018

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

ทบทวน สรุปแผน PDP2018

19

กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ช่วงปี 2561-2580	
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	20,766
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับของ กฟผ.	500
โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น	2,112
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (กฟผ./IPP)	13,156
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์ (กฟผ./IPP)	1,740
ซื้อไฟต่างประเทศ	5,857
โรงไฟฟ้าใหม่/ทดแทน	8,300
แผนอนุรักษ์พลังงาน	4,000
รวม	56,431

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	
ตามแผน AEDP	18,176
ตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ	520
VSPP ที่มีภาระผูกพัน	528
SPP ที่มีภาระผูกพัน	1,150
SPP Hybrid Firm	300
โครงการ กฟผ. ที่ ครม. อนุมัติ	92
รวม	20,766

(1) โรงไฟฟ้าตามแผน AEDP	กำลังผลิตตามสัญญา
พลังงานแสงอาทิตย์ (On-grid)	10,000.00
ชีวมวล	3,376.00
ก๊าซชีวภาพ	546.00
แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอย	2,725.00
พลังงานลม	1,485.00
ขยะอุตสาหกรรม	44.00
รวม (1)	18,176.00

(2) โรงไฟฟ้าตามนโยบาย	กำลังผลิตตามสัญญา
ขยะชุมชน	400.00
ชีวมวลประชารัฐ 3 จชต.	120.00
รวม (2)	520.00
รวม (1) + (2)	18,696.00

หน่วย : เมกะวัตต์

แนวทางการจัดสรรโรงไฟฟ้า

1 โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ

- ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ขยะชุมชน
- โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

2 โรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิล

- ประกอบด้วย โรงไฟฟ้า กฟผ./IPP/SPP-Firm/Import
- จัดสรรโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงรายภูมิภาคแบ่งเป็น 7 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก ภาคตะวันตก ภาคกลาง ภาคใต้ และเขตนครหลวง
- จัดสรรโรงไฟฟ้าหลัก ตามความจำเป็นและเพียงพอต่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค
- กฟผ. ยังเป็นผู้รักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

3 โรงไฟฟ้าพลังงาหมุนเวียนตามแผน AEDP

- ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ โซล่าร์ภาคประชาชน โซล่าร์ลอยน้ำ+Hydro พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ
- มีเป้าหมายการรับซื้อเป็นรายปีตามแผน AEDP
- รักษาระดับราคาไฟฟ้าขายปลีกไม่ให้สูงขึ้น

4 แผนอนุรักษ์พลังงานตามแผน EEP

- ที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นด้วยคุณภาพ และสามารถแข่งด้วยราคาไม่เกินกว่า Grid Parity

Strictly Private & Confidential

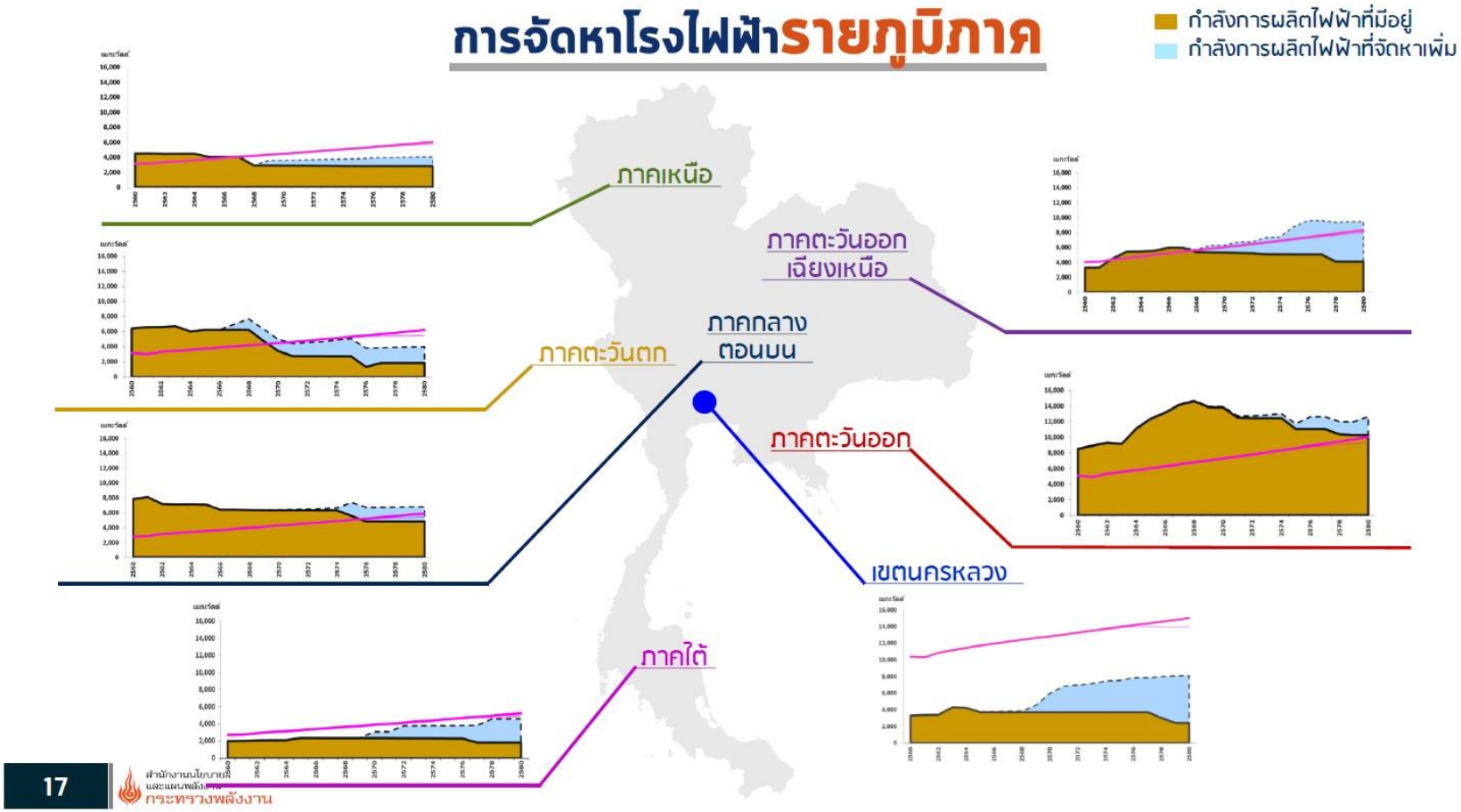
กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

ACTION PLAN

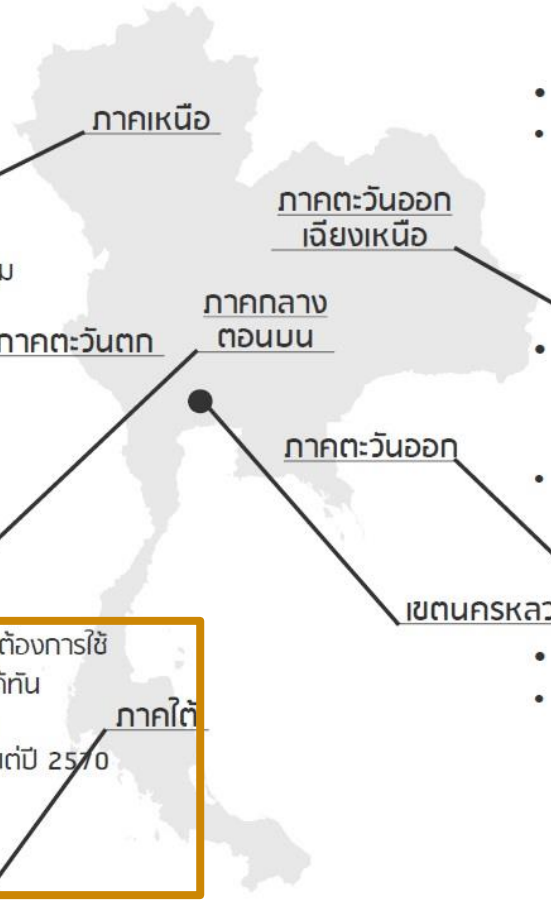
โครงการสำคัญเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

1. โครงการโซล่าร์ (On grid) 10,000 MW
2. โครงการโซล่าร์แบบทุ่นลอยร่วมกับพลังน้ำ ของ กฟผ. 2,725 MW
3. โครงการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน SPP/VSPP ชีวมวล/ลม/ก๊าซชีวภาพ 5,407 MW
4. โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ 120 MW
5. โครงการโรงไฟฟ้าจากขยะชุมชน 400 MW
6. โครงการโรงไฟฟ้าจากขยะอุตสาหกรรม 44 MW
7. โครงการผลิตไฟฟ้าจากโซล่าร์ Hybrid พลังน้ำ ของ พพ.

4 Government Policies for Power Generation in Thailand



การจัดหาโรงไฟฟ้ารายภูมิภาค



ภาคเหนือ

- กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอถึงปี 2567
- จัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2569
  - รฟ.แม่เมาะ 600 MW (ลิกไนต์)
  - พลังงานหมุนเวียน

ภาคตะวันตก

- กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอถึงปี 2570
- ต้องส่งไฟฟ้าไปให้ภาคใต้รวมถึงสมุทรสาครและนครปฐม
- จัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2567
  - รฟ.ทดแทนและ รฟ.ใหม่ 1,400MW
  - พลังงานหมุนเวียน

ภาคกลาง ตอนบน

- กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอถึงปี 2576
- จัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2575
  - รฟ.ใหม่ 1,400 MW
  - พลังงานหมุนเวียน

ภาคใต้

- พึ่งพาจากภาคกลางผ่านสายส่งไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่สามารถจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าได้ทัน
- รฟ.กระบี่และเทพาไม่สามารถขึ้นได้ตามแผน PDP2015
- ต้องรับไฟฟ้าจากภาคตะวันตก และจัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2570
  - รฟ.สุราษฎร์ธานี 1,400 MW
  - รฟ.ใหม่ 1,700 MW
  - พลังงานหมุนเวียน

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

- กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอถึงปี 2568
- จัดสรร รฟ. เพิ่มเติมตั้งแต่ปี 2568
  - รฟ. น้ำพอง 650 MW
  - รฟ. ใหม่ 1,400 MW
  - รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 3,500 MW
  - พลังงานหมุนเวียน

ภาคตะวันออก

- กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอถึงปี 2580 แต่ต้องส่งไฟฟ้าไปให้เขตนครหลวงซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอกับความต้องการ
- จัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2576
  - รฟ.ใหม่ 1,700 MW
  - พลังงานหมุนเวียน

เขตนครหลวง

- พึ่งพาจากภูมิภาคใกล้เคียงผ่านสายส่งไฟฟ้า
- จัดสรร รฟ. ใหม่ตั้งแต่ปี 2569
  - รฟ.พระนครใต้ 2,100 MW
  - รฟ.พระนครเหนือ 1,400 MW
  - รฟ.ใหม่ 700 MW
  - พลังงานหมุนเวียน

โครงการเมืองต้นแบบอุตสาหกรรมก้าวหน้าแห่งอนาคต อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา

- สรุปมติ ครม.เมื่อวันที่ 7 พ.ค.ที่ผ่านมา โดยให้มีการขยายผลโครงการเมืองต้นแบบ "สามเหลี่ยมมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน" ไปสู่เมืองต้นแบบที่ 4 "อำเภอจะนะ" จังหวัดสงขลา "เมืองต้นแบบอุตสาหกรรมก้าวหน้าแห่งอนาคต"

7 พ.ค. 62 เวลา 11.00 น. ณ ห้องประชุม 501 ตึกบัญชาการ 1 ทำเนียบรัฐบาล พล.อ.ประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี เป็นประธานการประชุมคณะรัฐมนตรี (ครม.) โดยมีเรื่อง การขยายผลโครงการเมืองต้นแบบ "สามเหลี่ยมมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน" ไปสู่เมืองต้นแบบที่ 4 อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา "**เมืองต้นแบบอุตสาหกรรมก้าวหน้าแห่งอนาคต"**

คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบดังนี้

1.เห็นชอบในหลักการการขยายผลโครงการเมืองต้นแบบ "สามเหลี่ยมมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน" ไปสู่เมืองต้นแบบที่ 4 อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา "เมืองต้นแบบอุตสาหกรรมก้าวหน้าแห่งอนาคต" และการจัดตั้งคณะกรรมการบริหารเขตพื้นที่พัฒนาเฉพาะกิจเมืองต้นแบบฯ อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา ตามที่ศูนย์อำนวยการบริหารจังหวัดชายแดนภาคใต้ (ศอ.บต) เสนอ

2.ให้ ศอ.บต. กระทรวงการคลัง กระทรวงมหาดไทย สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานสภาความมั่นคงแห่งชาติ และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการในขั้นตอนต่อไปให้ถูกต้องครบถ้วน เป็นไปตามขั้นตอนของกฎหมาย ระเบียบ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งให้รับความเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปพิจารณาดำเนินการต่อไป

วัตถุประสงค์ : เพื่อยกระดับการพัฒนา 4 อำเภอของจังหวัดสงขลา (อำเภอจะนะ นาทวี เทพา และสะบ้าย้อย) และให้อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา ยกระดับการพัฒนาเชิงพื้นที่ทั้งระบบและครบวงจร เพื่อให้มีความเข้มแข็งและเป็นกลไกสำคัญขับเคลื่อนการพัฒนาเศรษฐกิจของอนุภูมิภาคใต้ตอนล่างที่สามารถเชื่อมโยงไปยังพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ และภูมิภาคอื่นๆ ของประเทศไทย และประเทศเพื่อนบ้าน เช่น มาเลเซีย สิงคโปร์ รวมทั้งเชื่อมโยงการพัฒนาเศรษฐกิจไปยังประเทศอื่นๆ โดยมุ่งเน้นการลงทุนของภาคเอกชนเป็นสำคัญ

มาตรการ : ศอ.บต. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้กำหนดมาตรการต่างๆ เพื่อจูงใจให้ภาคเอกชนไปลงทุนในพื้นที่ เช่น (1) มาตรการการรักษาความปลอดภัย (2) สำนักงานคณะกรรมการกำกับและส่งเสริมการประกอบธุรกิจประกันภัย (คปภ.) ภาครัฐสนับสนุนค่าเบี้ยประกันภัยส่วนต่างอย่างน้อยร้อยละ 50 (3) การให้สิทธิประโยชน์ทางการคลังและการเงินแก่ภาคธุรกิจ (4) การลดค่าธรรมเนียมการจดทะเบียนสิทธินิติกรรม การโอนและการจดทะเบียนการจำนองอสังหาริมทรัพย์และห้องชุด

กรอบแผนงานโครงการของภาคเอกชน : แผนงานโครงการ พ.ศ.2562-2566 ประกอบด้วย 5 แผนงานโครงการ ได้แก่ (1) การพัฒนาท่าเรือสงขลาแห่งที่ 2 เป็นท่าเรือน้ำลึกสงขลาแห่งที่ 2 (2) **การวางแผนและลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า [พลังงานไฟฟ้าทางเลือก (Energy Complex)]** (3) การจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมจะนะ (4) การบริหารจัดการด้านน้ำและสิ่งแวดล้อม และ (5) การจัดตั้งกองทุนการพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชนจังหวัดชายแดนภาคใต้

5 WTE Future Project

LNG GAS
POWER PLANT

SOLAR FARM
POWER PLANT

WIND TURBINE
POWER PLANT

BIOMASS - HYBRID
POWER PLANT

โรงไฟฟ้าชุมชน

กบง. รับทราบ 3 รูปแบบโรงไฟฟ้าชุมชน ดัน Quick win ขายไฟภายใน ธค.นี้

21/10/2019

กบง.รับทราบ3รูปแบบโรงไฟฟ้าชุมชน ดัน Quick win ขายไฟภายในธ.ค.นี้

21/10/2019 ; 1:15 pm

นายสนธิรัตน์ สนธิจิรวงศ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยภายหลังการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ว่า ที่ประชุม กบง. ได้หารือรูปแบบโรงไฟฟ้าชุมชนตามกรอบนโยบายพลังงานเพื่อเศรษฐกิจฐานราก ตามมติที่ กพช. ได้มอบหมายตั้งแต่ 11 กันยายน 2562 โดยเบื้องต้นที่กระทรวงพลังงานพิจารณาไว้ 3 รูปแบบ ได้แก่ (1) เป็นการลงทุนโดยภาคเอกชน หรือบริษัทลูกของการไฟฟ้าที่มีความพร้อมอยู่แล้ว (2) เป็นการลงทุนเพื่อความมั่นคงปลายสาย หรือไฟฟ้าเข้าไม่ถึง โดยอาจจะพิจารณานำเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน กองทุนพัฒนาไฟฟ้า หรือรูปแบบ CSR จากภาคเอกชนต่างๆ 3) เป็นการลงทุนเพื่อนำของเสียมาจัดการให้เป็นประโยชน์เชิงพลังงาน เช่น ขยะ โดยมอบหมายกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และคณะกรรมการ กกพ. ร่วมกันจัดทำรายรูปแบบรายละเอียดมาเสนอ กบง. อีกครั้ง ภายในเดือน พ.ย. หรือ ธ.ค. 2562 ทั้งนี้ จะมีการตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้ กบง. มาช่วยพิจารณาหลักเกณฑ์ดังกล่าว เพื่อปรับปรุงให้เหมาะสมยิ่งขึ้นไป

ENEGYNEWSCENTER.COM

Q & A