

ภาคผนวก 5-1

รายละเอียดวิธีการคำนวณค่า Surface Roughness Length
ค่า Bowen Ratio และค่า Albedo

<<<กลับหน้าสารบัญ

การคำนวณค่า Surface Roughness Lengths

บริเวณพื้นที่โครงการ

Sector 1

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	0.476	0.134	2.66	0.051	0.2
LIR	1.276	0.360	2.18	0.165	0.54
OW	0.086	0.024	2.78	0.009	0.001
IN	1.702	0.481	1.26	0.382	0.8
รวม	3.54	1.00		0.606	

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าเฉลี่ย } S_z &= [(S_{1_{z1}}^{w1}) * (S_{2_{z2}}^{w2}) * \dots * (S_{n_{zn}}^{wn})]^{1/\sum(w)} \\
 &= [(0.2)^{0.051} * (0.54)^{0.165} * (0.001)^{0.009} * (0.8)^{0.382}]^{1/0.606} \\
 &= 0.58
 \end{aligned}$$

Sector 2

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	0.986	0.279	2.37	0.118	0.2
LIR	1.321	0.373	1.59	0.235	0.54
OW	0.097	0.027	1.89	0.014	0.001
GL	0.713	0.201	1.30	0.155	0.1
IN	0.423	0.119	0.81	0.148	0.8
รวม	3.54	1.000		0.669	

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าเฉลี่ย } S_z &= [(S_{1_{z1}}^{w1}) * (S_{2_{z2}}^{w2}) * \dots * (S_{n_{zn}}^{wn})]^{1/\sum(w)} \\
 &= 0.29
 \end{aligned}$$

Sector 3

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	1.822	0.515	2.00	0.257	0.2
LIR	1.213	0.343	1.07	0.320	0.54
OW	0.11	0.031	1.18	0.026	0.001
GL	0.242	0.068	2.63	0.026	0.1
IN	0.153	0.043	0.52	0.083	0.8
รวม	3.54	1.000		0.713	

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าเฉลี่ย } S_z &= [(S_{1_{z1}}^{w1}) * (S_{2_{z2}}^{w2}) * \dots * (S_{n_{zn}}^{wn})]^{1/\sum(w)} \\
 &= 0.29
 \end{aligned}$$

การคำนวณค่า Surface Roughness Lengths

บริเวณพื้นที่โครงการ

Sector 4

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	1.435	0.405	2.26	0.179	0.2
LIR	1.302	0.368	1.30	0.283	0.54
OW	0.111	0.031	1.70	0.018	0.001
GL	0.639	0.181	2.00	0.090	0.1
IN	0.053	0.015	0.19	0.079	0.8
รวม	3.54	1.000		0.650	

$$\text{ค่าเฉลี่ย } S_z = [(S_{z1}^{w1}) * (S_{z2}^{w2}) * \dots * (S_{zn}^{wn})]^{1/\sum(w)}$$

$$= 0.28$$

Sector 5

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	0.729	0.206	1.92	0.107	0.2
LIR	0.909	0.257	2.66	0.097	0.54
OW	0.008	0.002	0.41	0.006	0.001
GL	1.815	0.513	2.37	0.216	0.1
IN	0.079	0.022	0.26	0.086	0.8
รวม	3.54	1.000		0.511	

$$\text{ค่าเฉลี่ย } S_z = [(S_{z1}^{w1}) * (S_{z2}^{w2}) * \dots * (S_{zn}^{wn})]^{1/\sum(w)}$$

$$= 0.21$$

Sector 6

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	0.883	0.249	2.22	0.112	0.2
LIR	1.471	0.416	1.85	0.225	0.54
OW	0.095	0.027	0.74	0.036	0.001
GL	0.439	0.124	1.78	0.070	0.1
IN	0.652	0.184	0.37	0.498	0.8
รวม	3.54	1.000		0.941	

$$\text{ค่าเฉลี่ย } S_z = [(S_{z1}^{w1}) * (S_{z2}^{w2}) * \dots * (S_{zn}^{wn})]^{1/\sum(w)}$$

$$= 0.41$$

การคำนวณค่า Surface Roughness Lengths

บริเวณพื้นที่โครงการ

Sector 7

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	1.078	0.305	1.74	0.175	0.2
LIR	1.321	0.373	1.26	0.296	0.54
OW	0.085	0.024	1.04	0.023	0.001
GL	0.399	0.113	2.59	0.044	0.1
IN	0.657	0.186	0.70	0.265	0.8
รวม	3.54	1.000		0.803	

$$\text{ค่าเฉลี่ย } S_z = [(S_{z1}^{w1}) * (S_{z2}^{w2}) * \dots * (S_{zn}^{wn})]^{1/\sum w}$$

$$= 0.38$$

Sector 8

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area	ระยะทาง (km)	Weighting (W) (Fraction/ระยะทาง)	ค่า S _z (m)
RC	1.104	0.312	2.55	0.122	0.2
LIR	0.684	0.193	2.18	0.089	0.54
OW	0.057	0.016	1.92	0.008	0.001
GL	0.143	0.040	2.04	0.020	0.1
IN	1.552	0.438	1.30	0.337	0.8
รวม	3.54	1.000		0.576	

$$\text{ค่าเฉลี่ย } S_z = [(S_{z1}^{w1}) * (S_{z2}^{w2}) * \dots * (S_{zn}^{wn})]^{1/\sum w}$$

$$= 0.47$$

หมายเหตุ : S_z คือ ค่า Surface Roughness Lengths ตาม Air Dispersion Modeling Guideline for Ontario

LIR = Low Indensity Residential

OW = Open Water

RC = Row Crops

IN = Industrial

GL = Glass Land

MF = Mixed Forest

การคำนวณค่า Bowen Ratio

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area (F)	ค่า Bowen Ratio (B)	
			Wet	Dry
HIR	39.21	0.392	0.6	2
RC	35.16	0.352	0.3	1.5
IN	8.92	0.089	1	3
OW	2.81	0.028	0.1	0.1
GL	13.9	0.139	0.4	2
รวม	100.00	1.000		

$$\text{ค่าเฉลี่ย Bowen Ratio} = [(B1^{F1}) * (B2^{F2}) * \dots * (Bn^{Fn})]^{1/1}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าเฉลี่ย Bowen Ratio (Wet)} &= [(0.6)^{0.392} * (0.3)^{0.352} * (1)^{0.089} * (0.1)^{0.028} * (0.4)^{0.139}]^{1/1} \\ &= 0.4423 \\ &= 0.44 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าเฉลี่ย Bowen Ratio (Dry)} &= [(2)^{0.392} * (1.5)^{0.352} * (3)^{0.089} * (0.1)^{0.028} * (2)^{0.139}]^{1/1} \\ &= 1.7229 \\ &= 1.72 \end{aligned}$$

หมายเหตุ : ค่า Bowen Ratio และค่า Albedo ใช้ตาม Air Dispersion Modeling Guideline for Ontario

HIR = High Indensity Residential OW = Open Water

RC = Row Crops IN = Industrial

GL = Grasslands MF = Mix Forest

การคำนวณค่า Albedo

ประเภทพื้นที่	ขนาดพื้นที่ (km ²)	Fraction of Total Area (F)	ค่า Albedo (A)
HIR	39.21	0.392	0.16
RC	35.16	0.352	0.2
IN	8.92	0.089	0.18
OW	2.81	0.028	0.1
GL	13.9	0.139	0.18
รวม	100.00	1.00	

$$\begin{aligned}\text{ค่าเฉลี่ย Albedo} &= [(A1 \cdot F1) + (A2 \cdot F2) + \dots + (An \cdot Fn)] \\ &= [(0.16 \cdot 0.392) + (0.2 \cdot 0.352) + (0.18 \cdot 0.089) + (0.1 \cdot 0.028) + (0.18 \cdot 0.139)] \\ &= 0.17694 \\ &= 0.18\end{aligned}$$

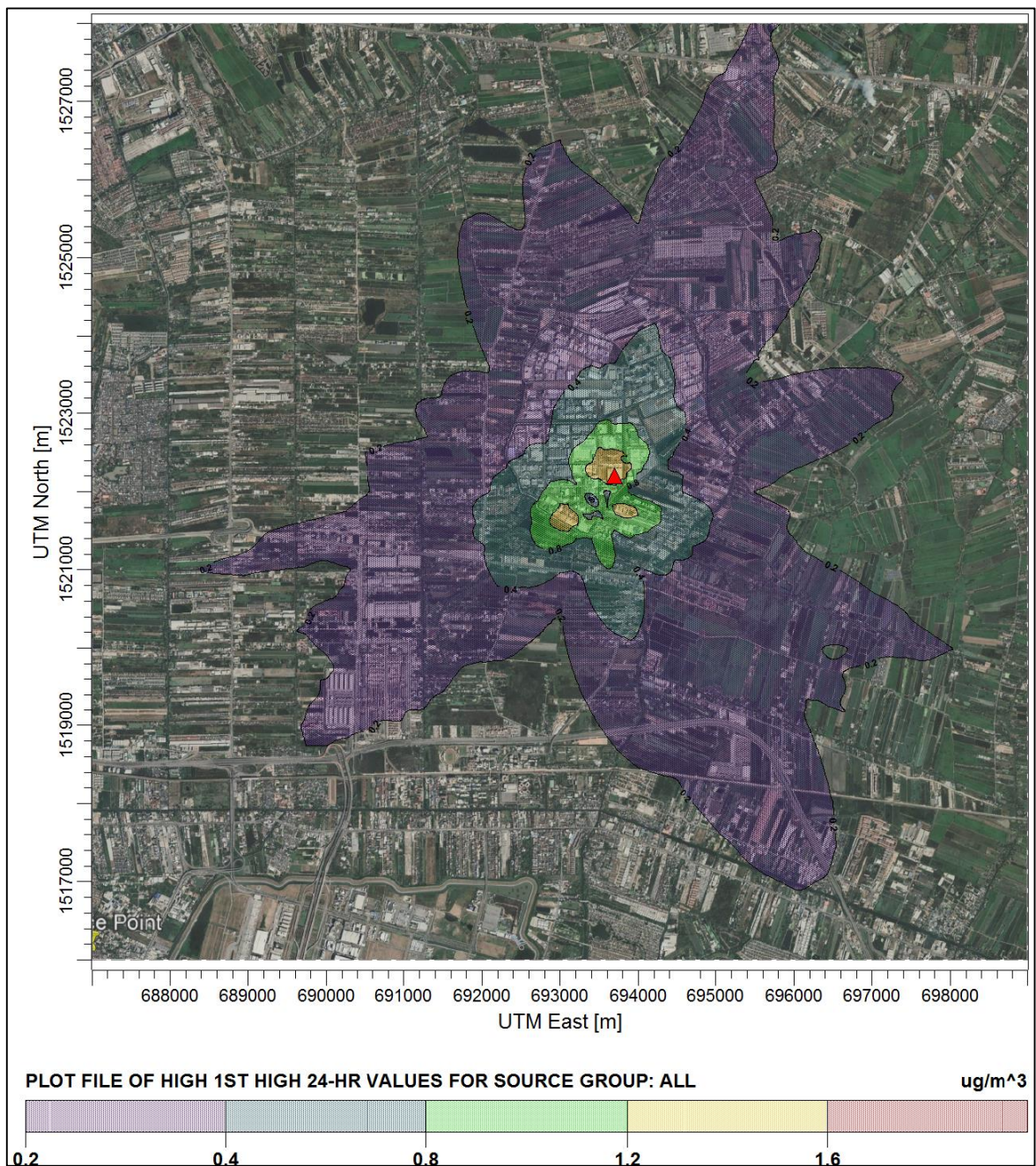
หมายเหตุ : ค่า Bowen Ratio และค่า Albedo ใช้ตาม Air Dispersion Modeling Guideline for Ontario


HIR = High Intensity Residential	OW = Open Water
RC = Row Crops	IN = Industrial
GL = Grasslands	MF = Mix Forest

ภาคผนวก 5-2

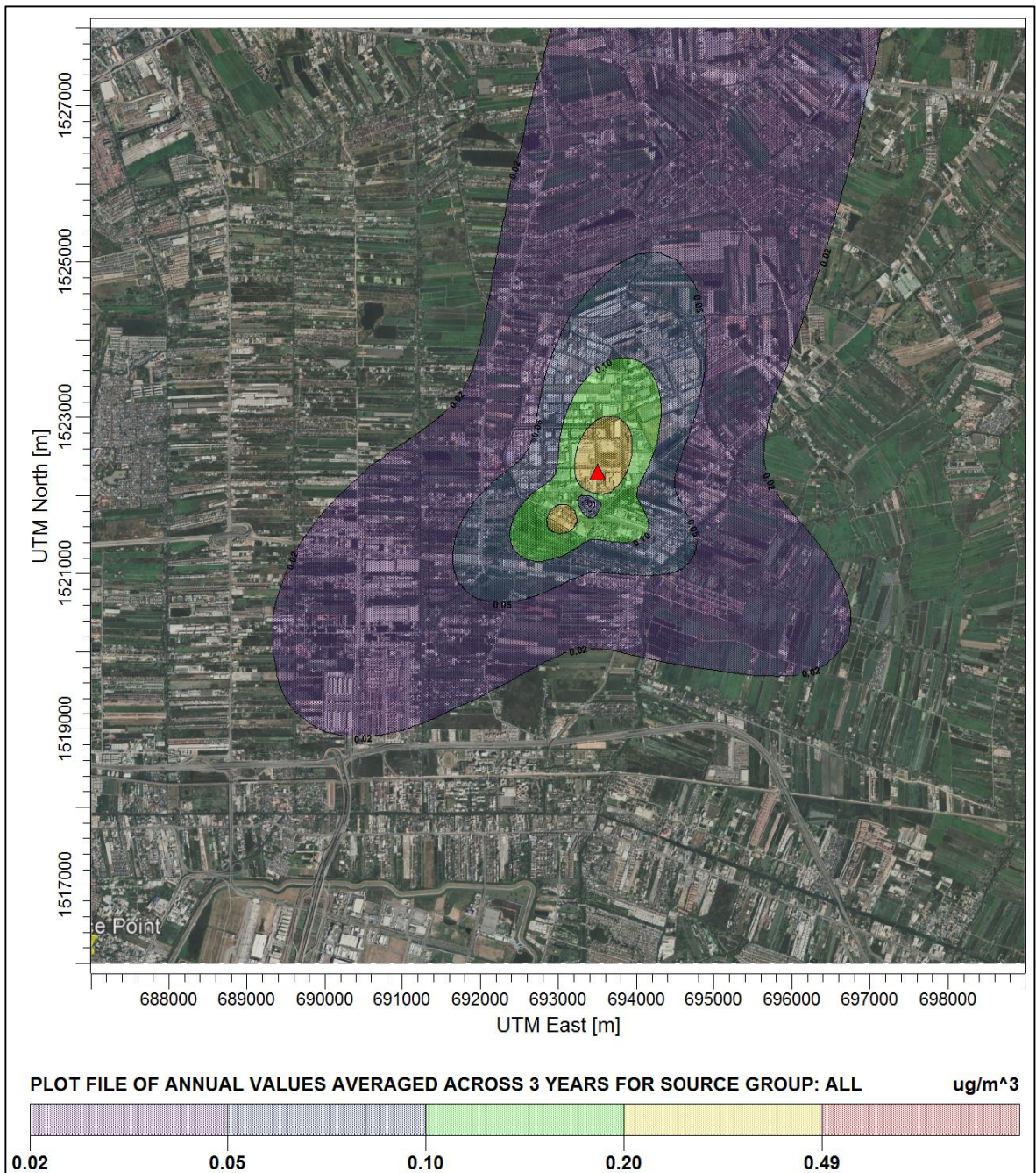
เส้นระดับความเข้มข้นเท่า (Isopleth)


<<<กลับหน้าสารบัญ



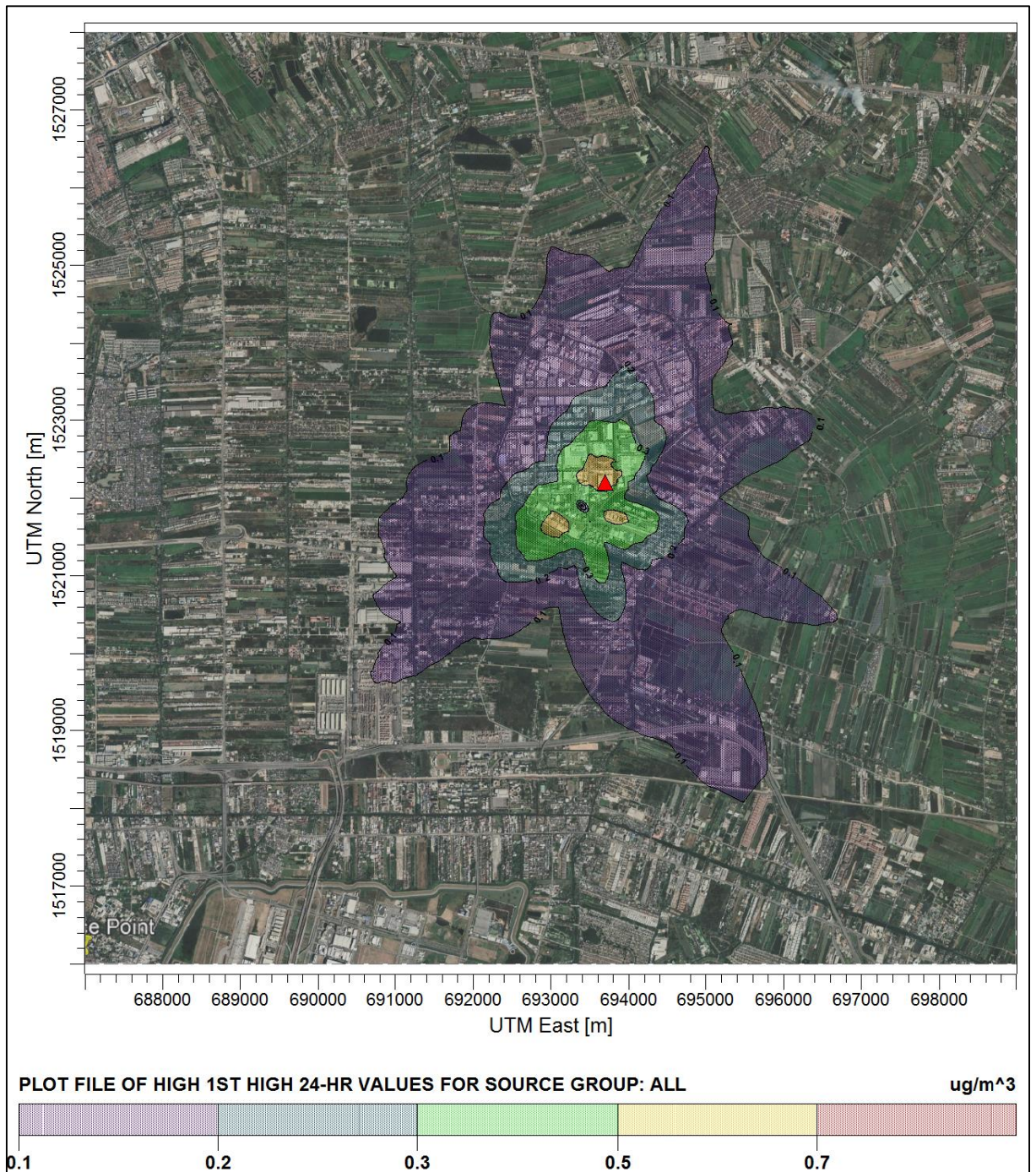
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 1.58 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 1 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองรวม เฉลี่ย 24 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



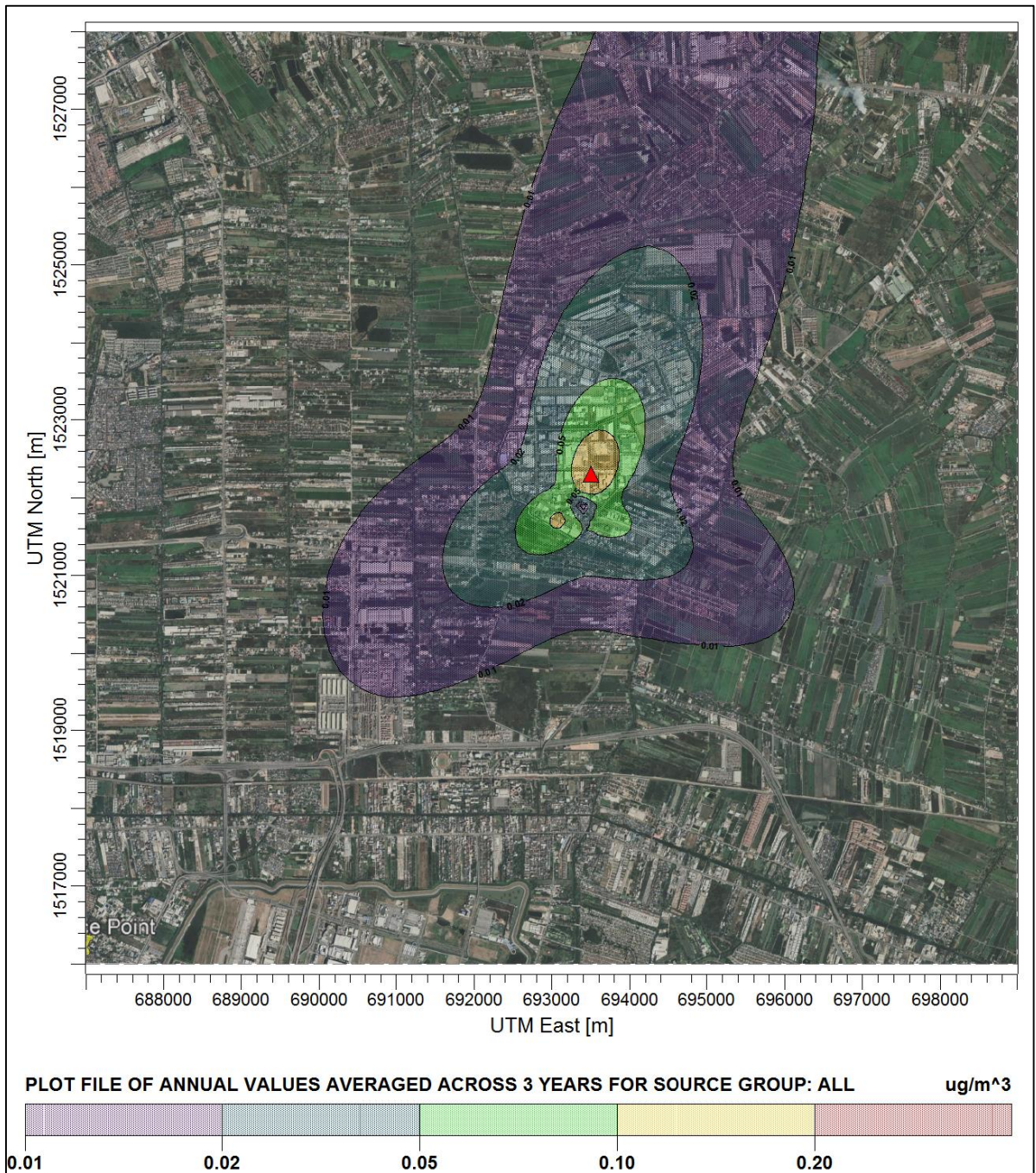
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.49 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 2 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองรวม เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



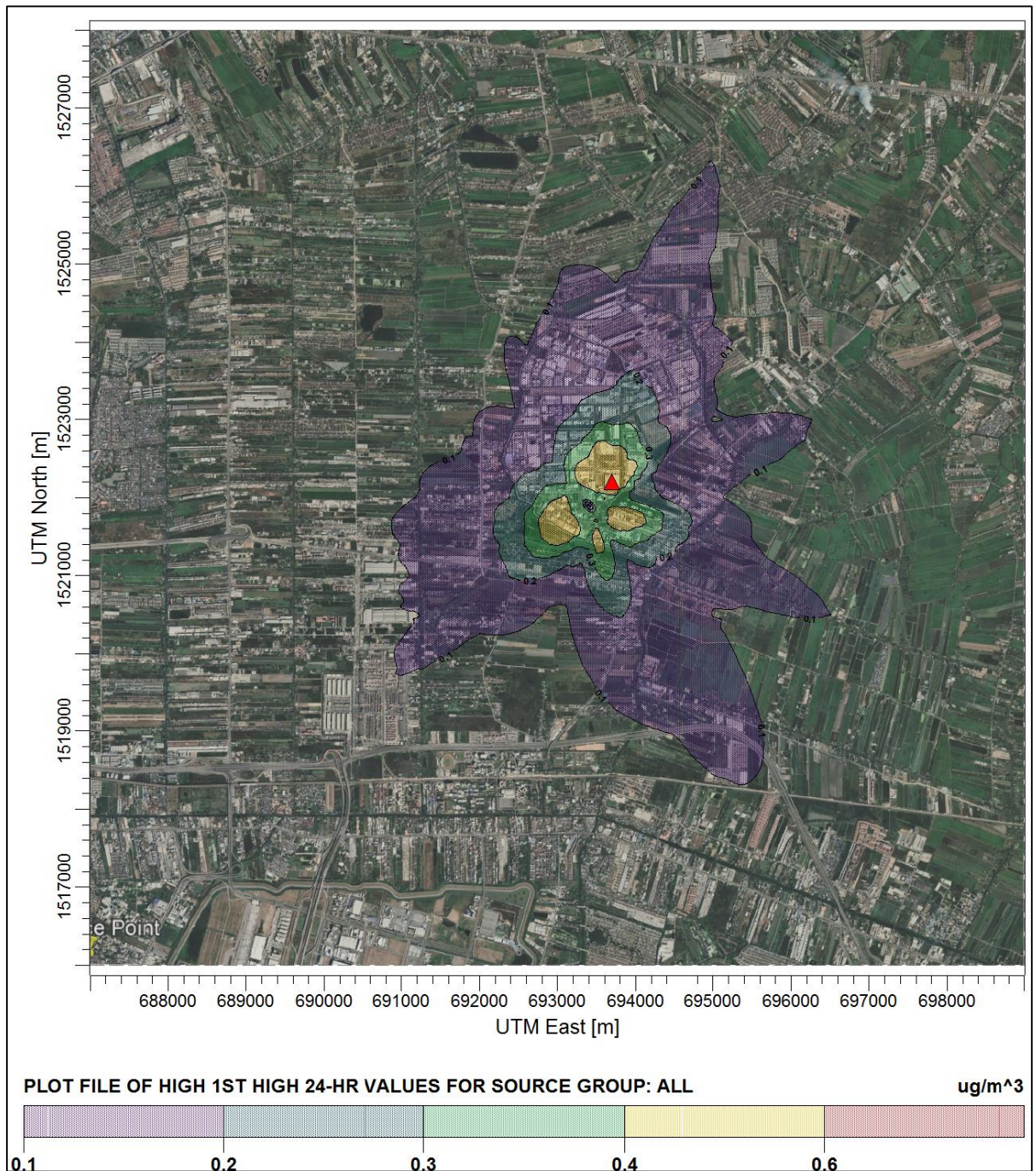
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.65 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 3 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน เฉลี่ย 24 ชั่วโมง กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



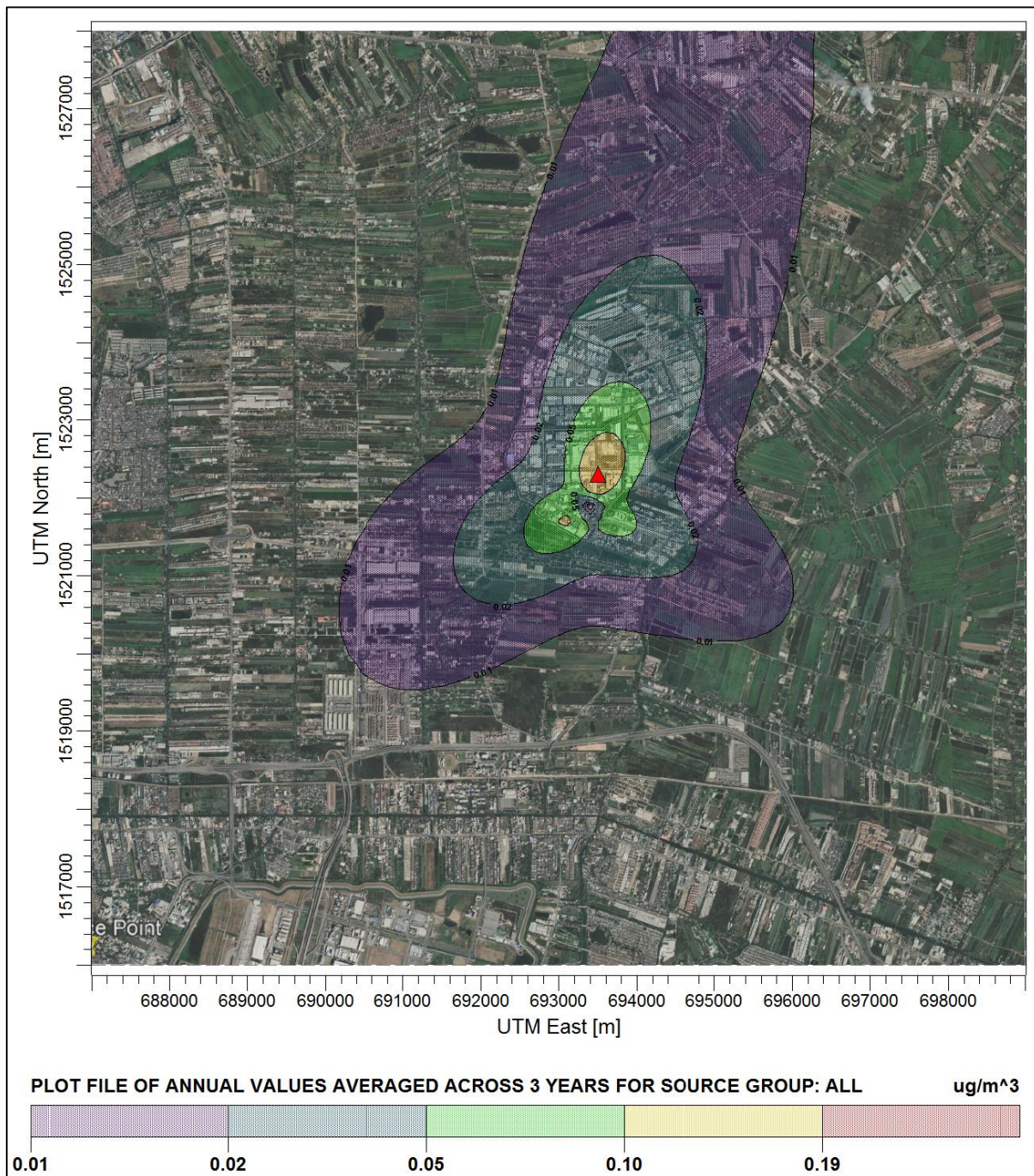
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.201 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 4 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



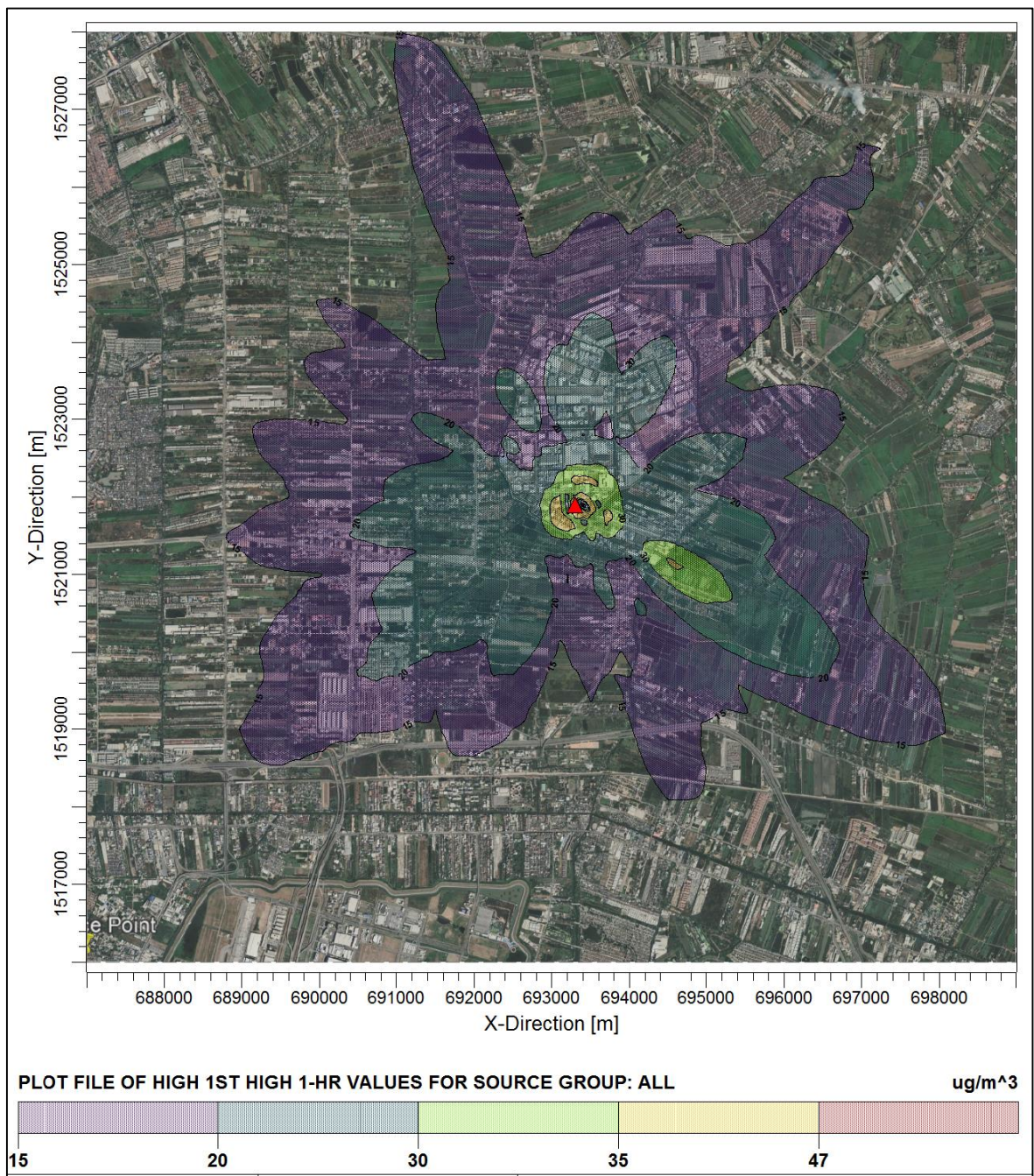
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.63 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 5 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 2.5 ไมครอน เฉลี่ย 24 ชั่วโมง กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.194 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 6 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 2.5 ไมครอน เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)

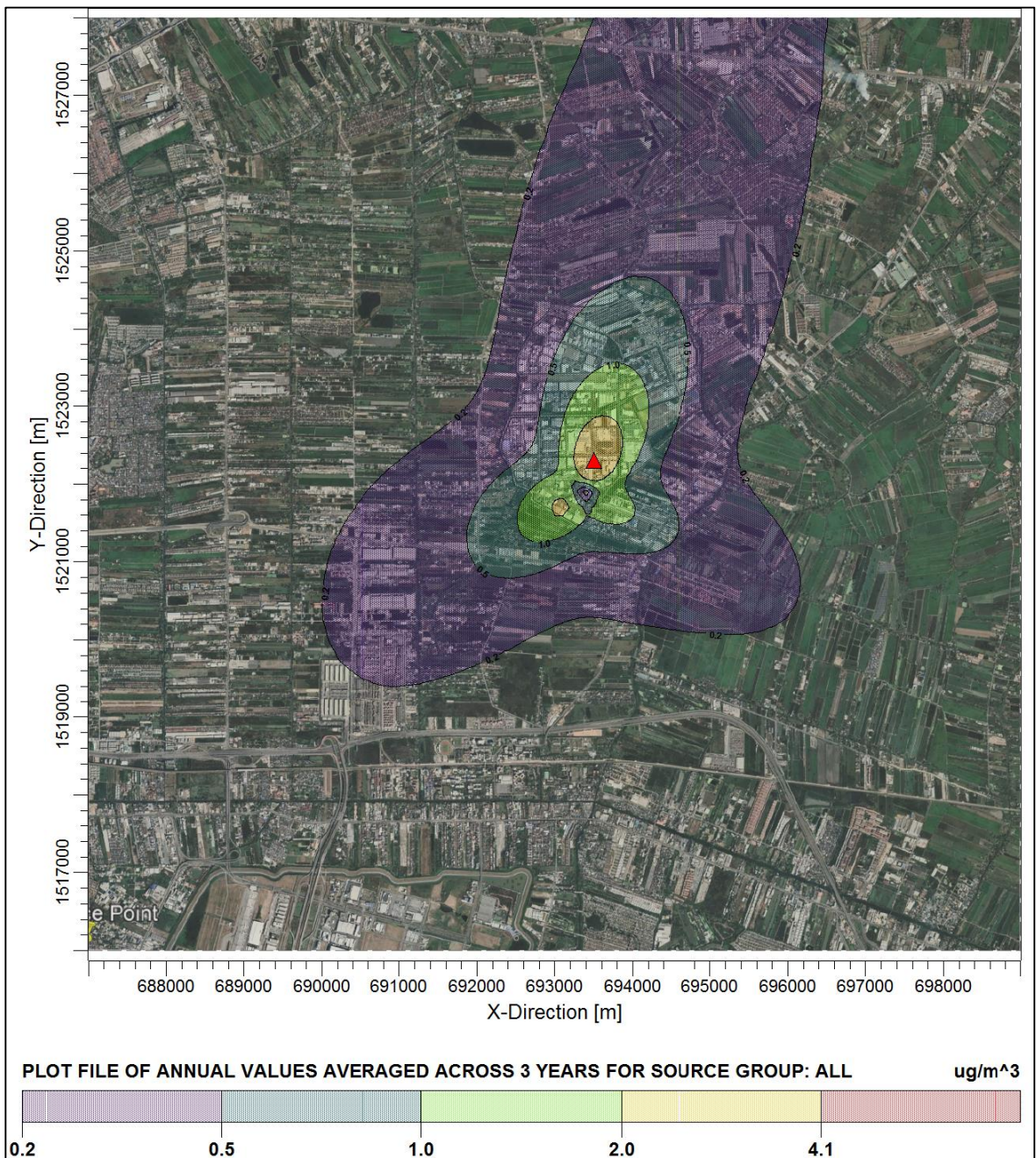



สัญลักษณ์



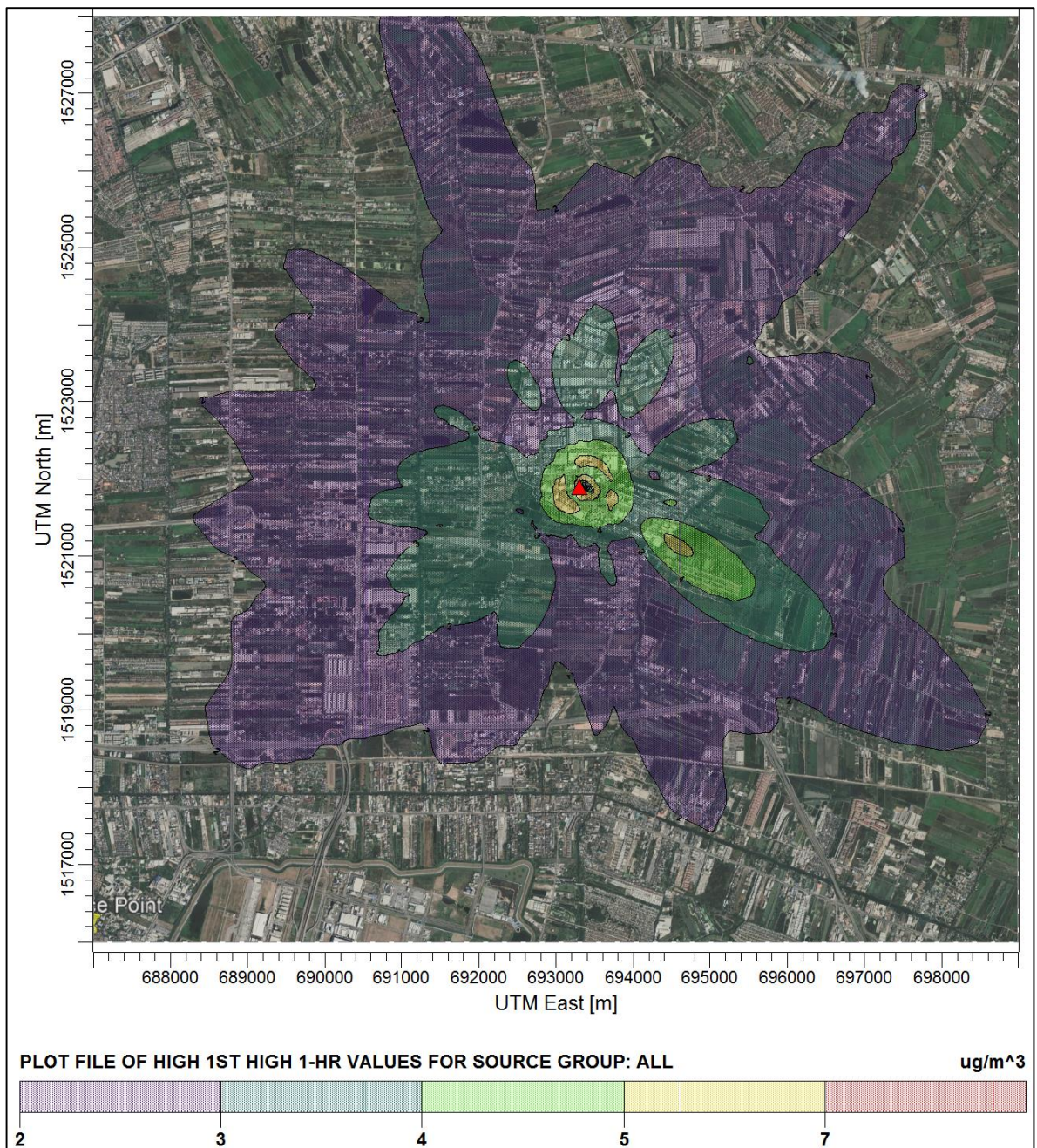
ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 47.49 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 7 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 4.09 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 8 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)

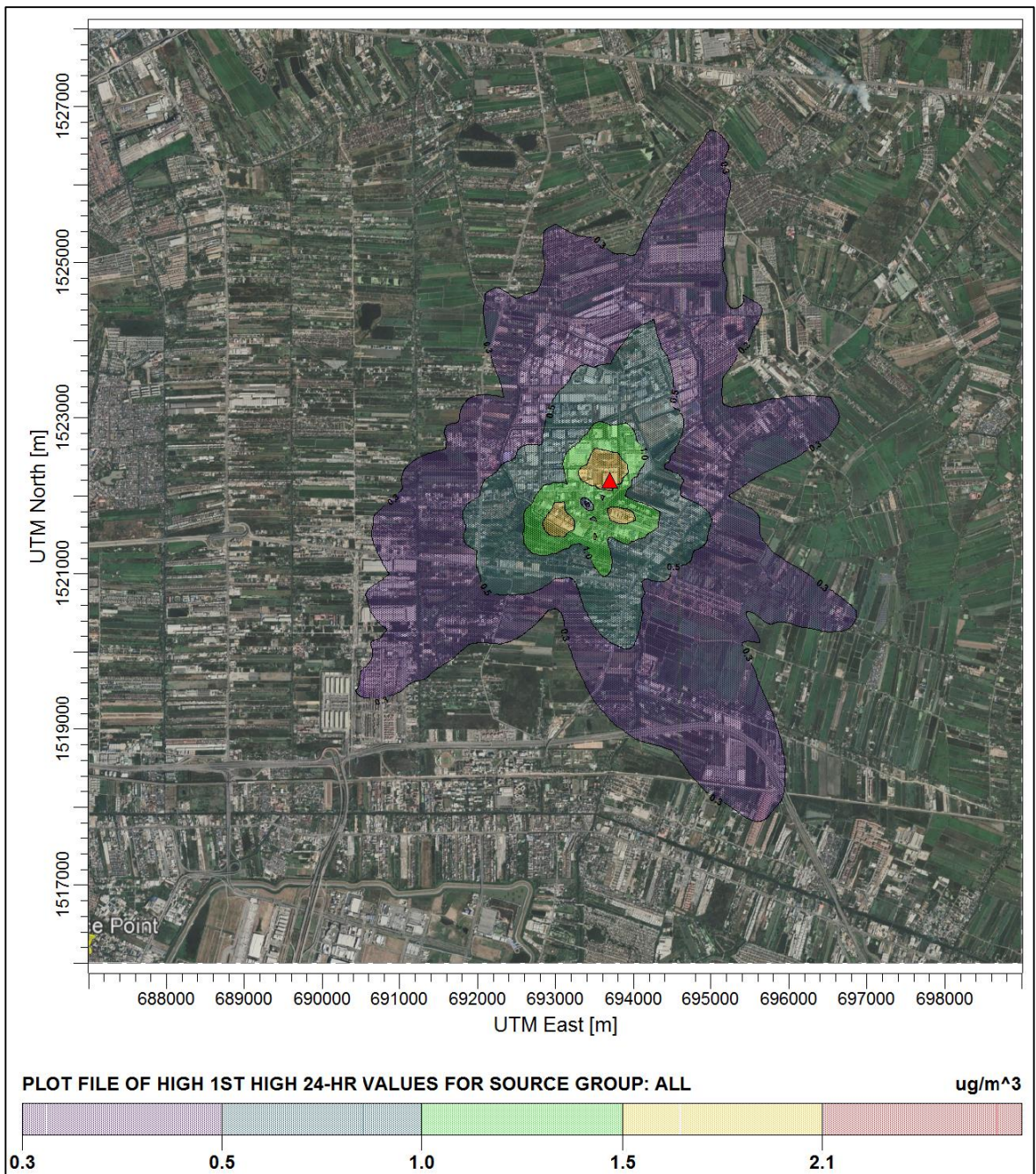



สัญลักษณ์



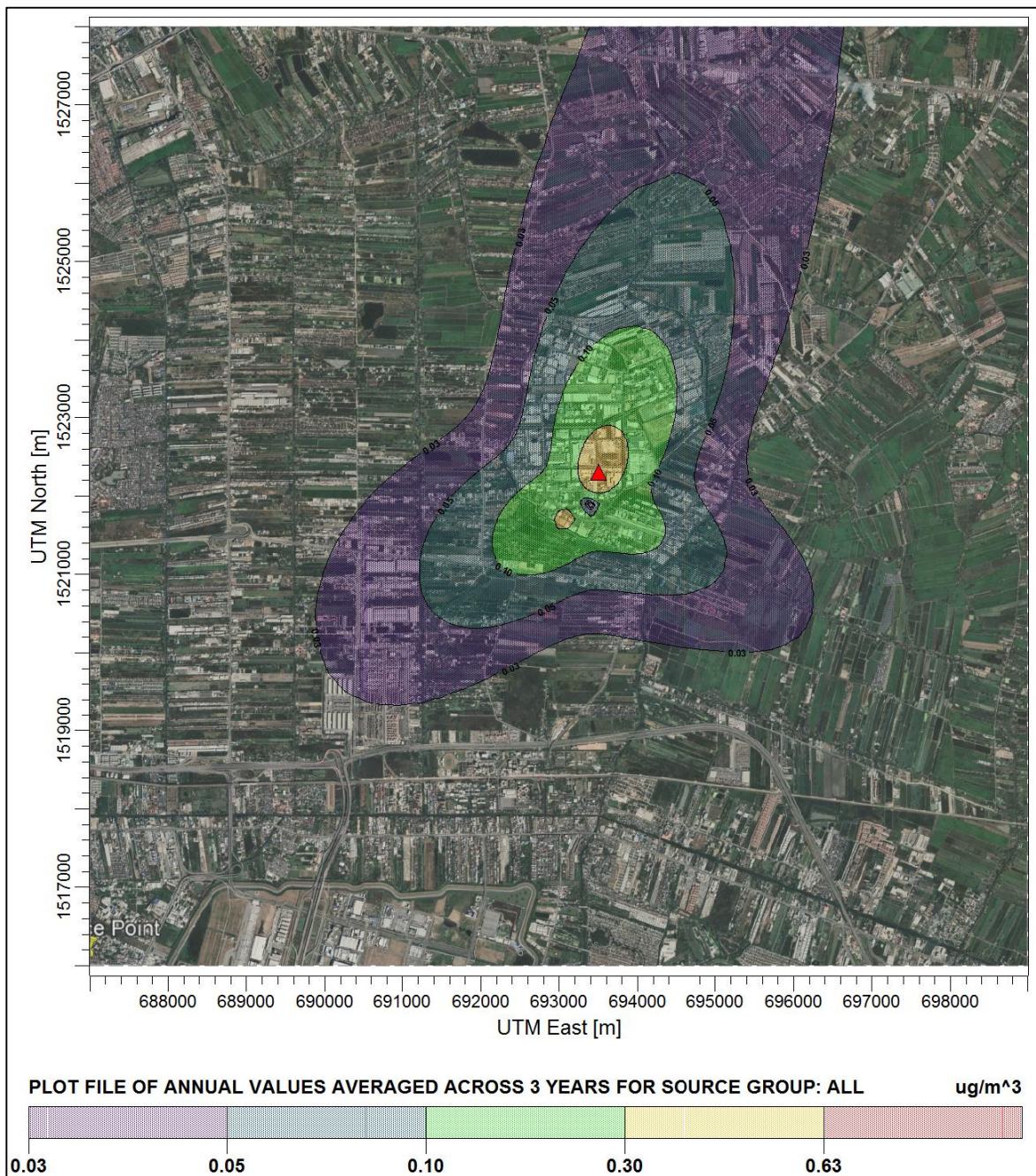
ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 6.90 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 9 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



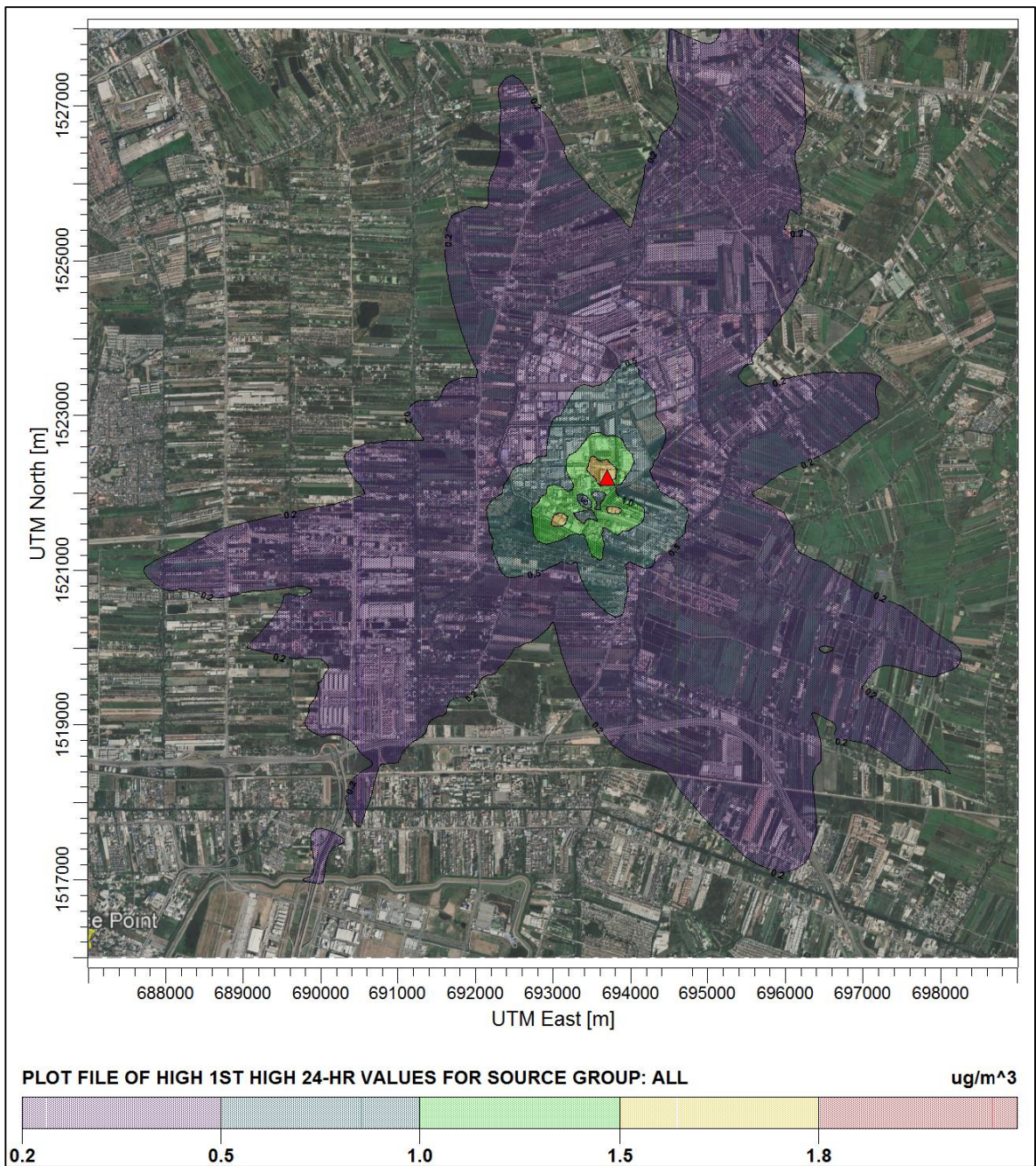
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 2.06 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 10 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



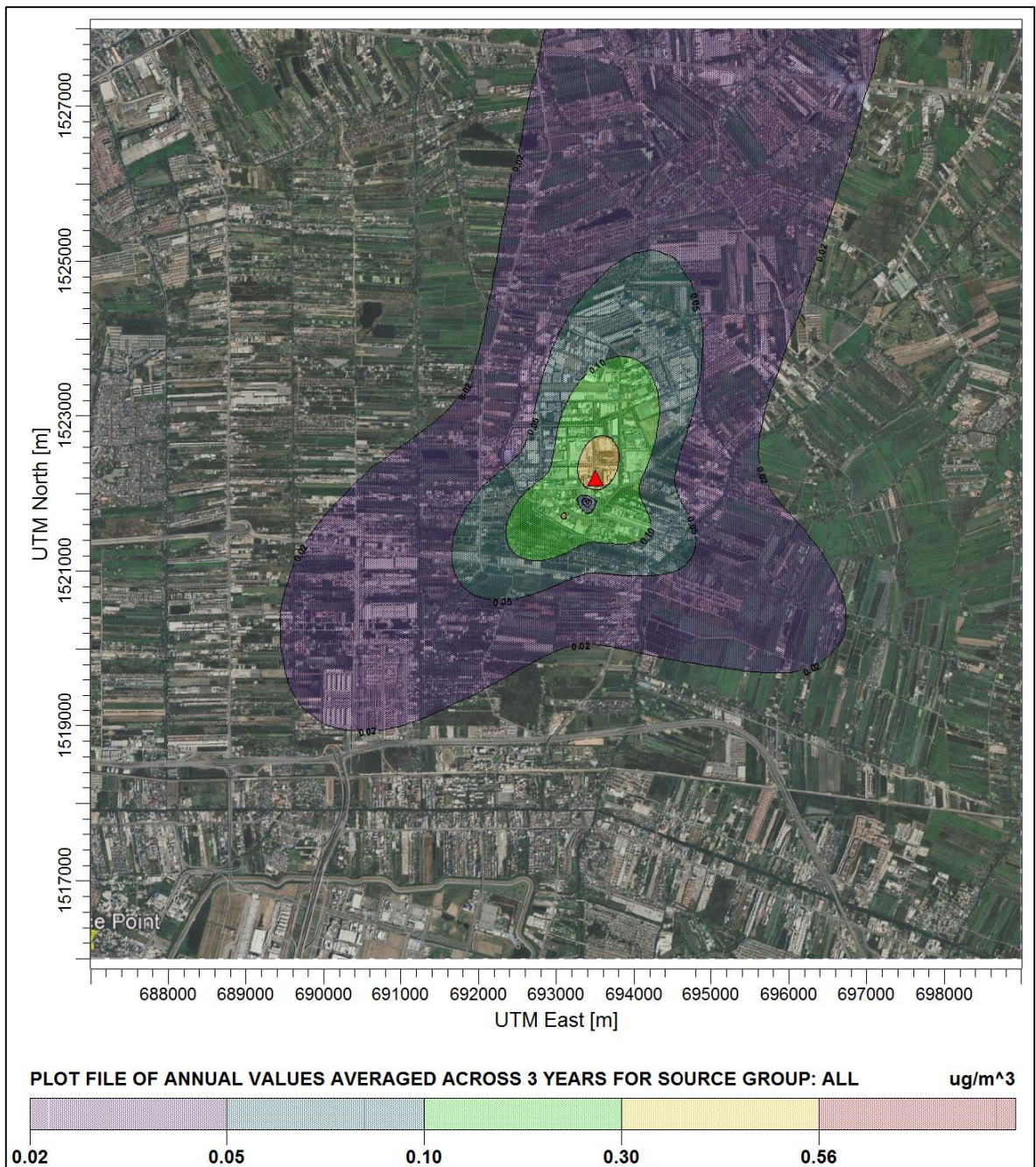
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.63 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 11 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (Full Load 100%)



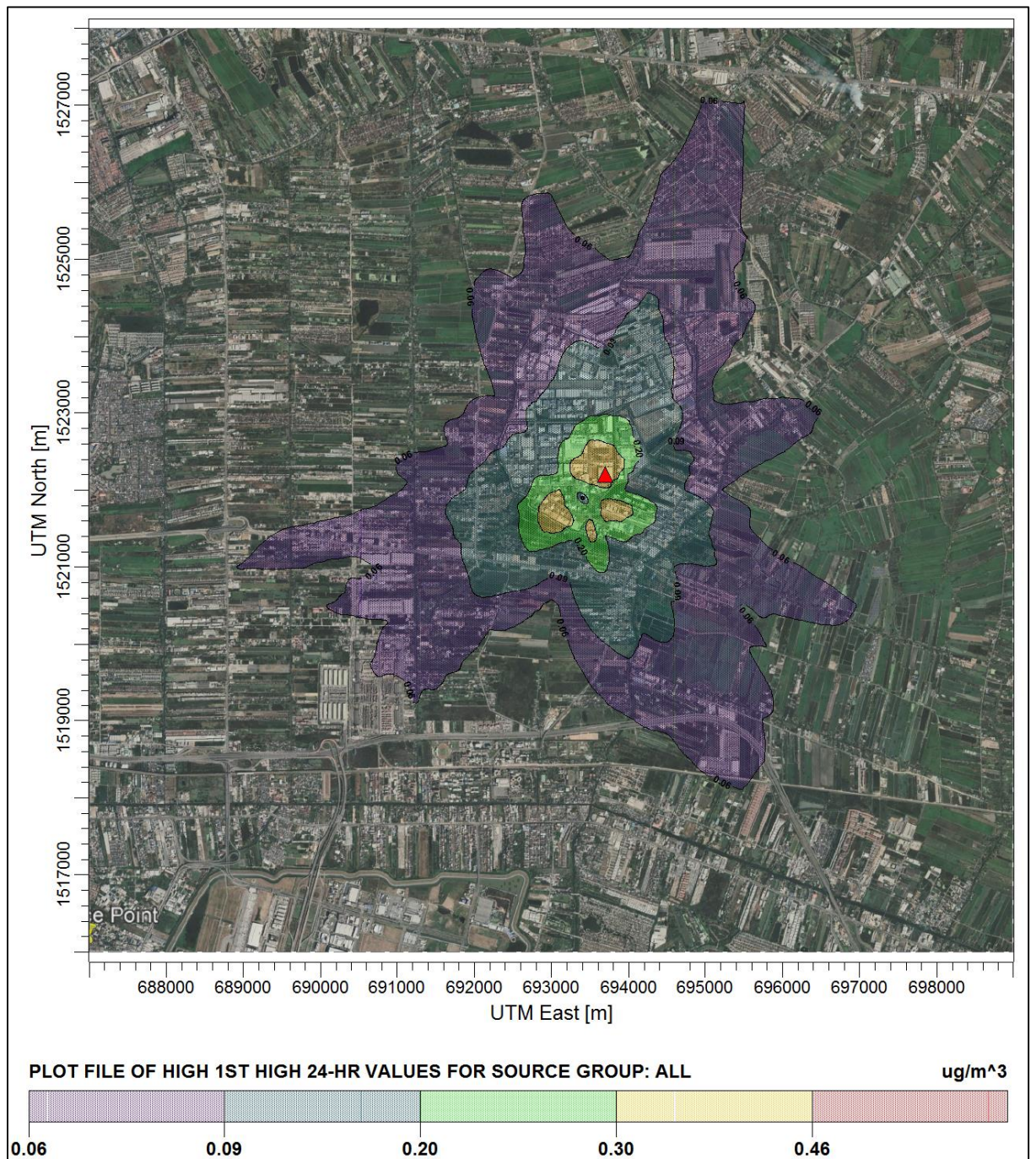
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 1.81 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 12 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองรวม เฉลี่ย 24 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



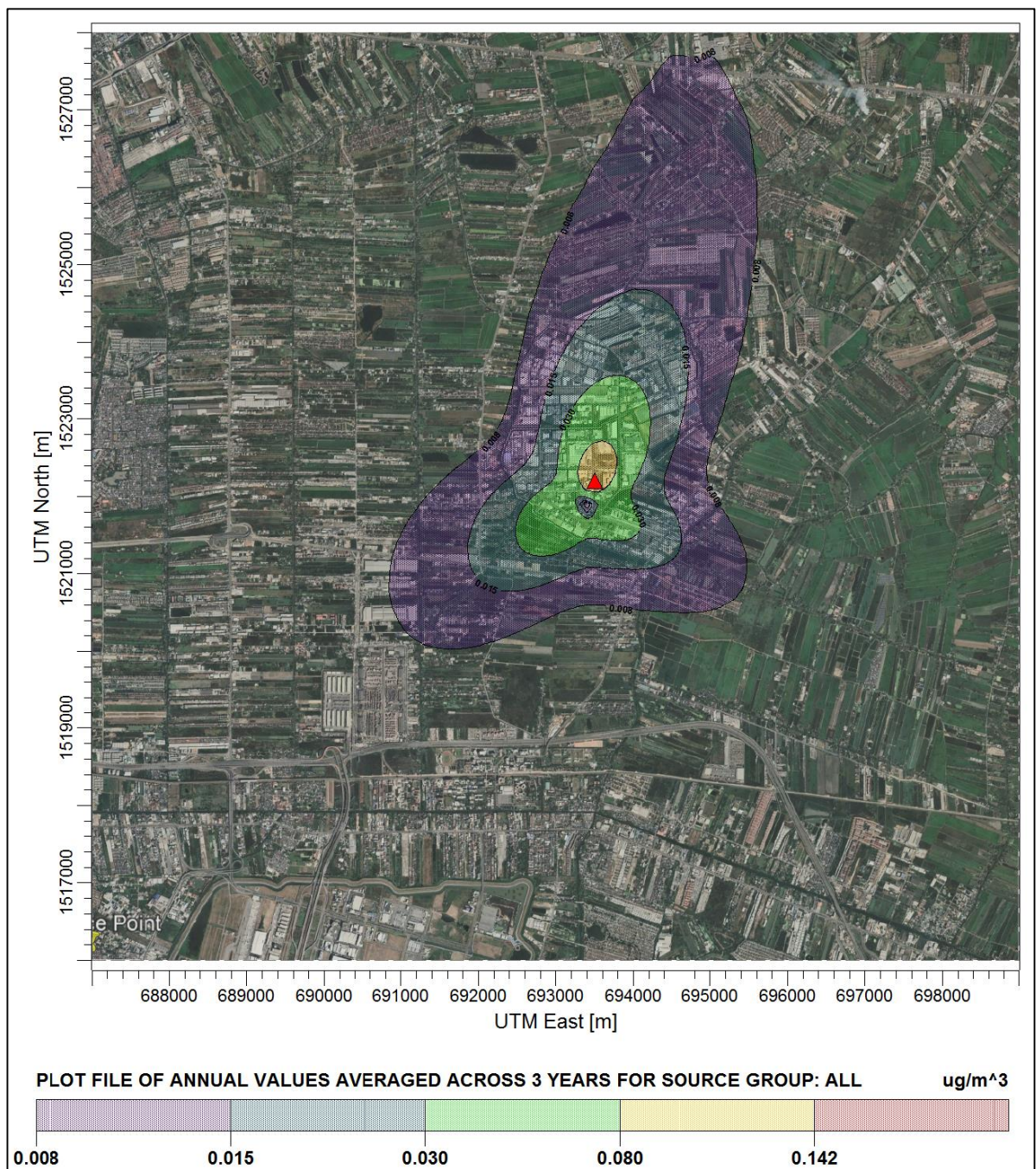
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.56 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 13 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองรวม เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



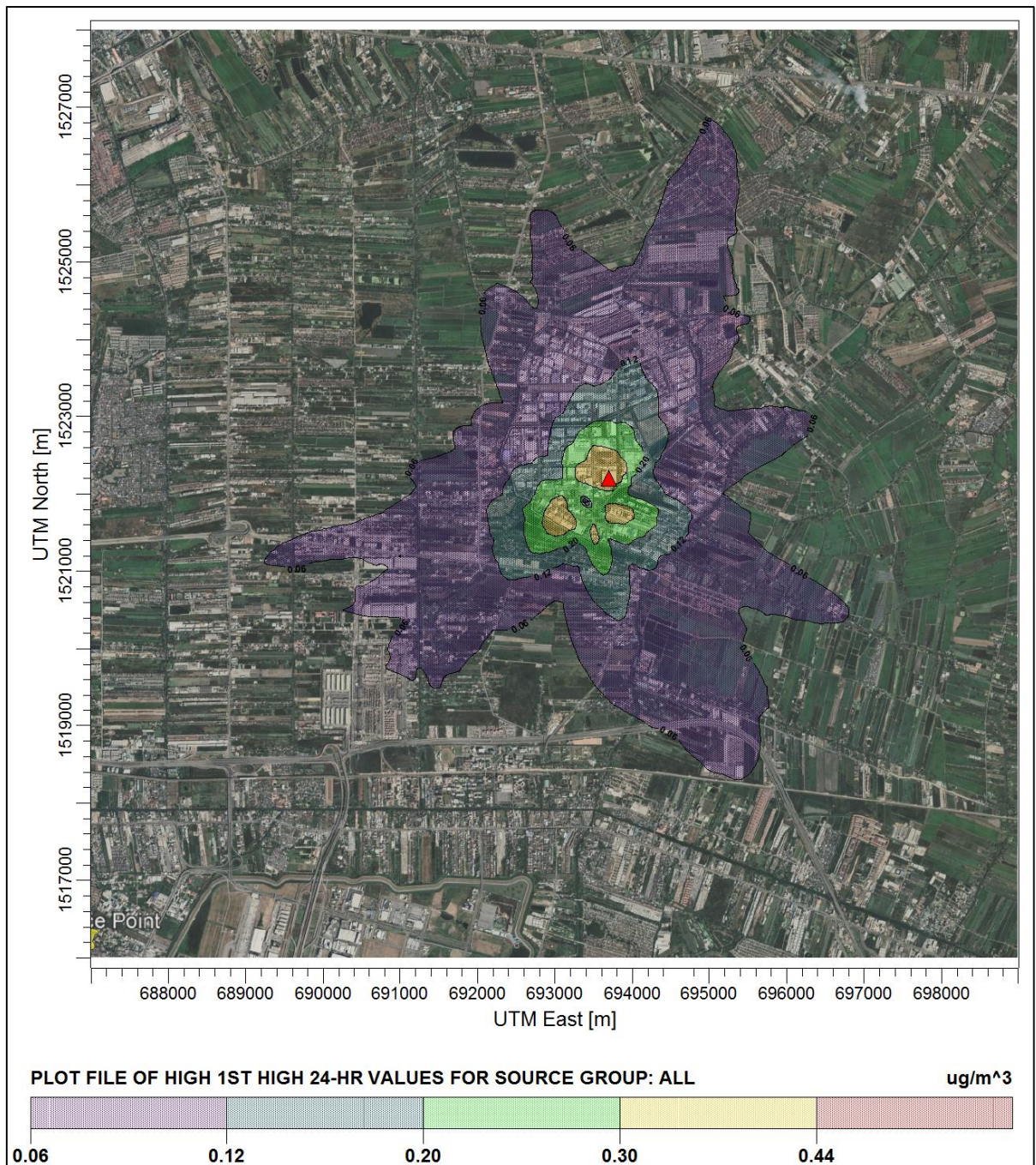
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.46 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 14 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน เฉลี่ย 24 ชั่วโมง กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



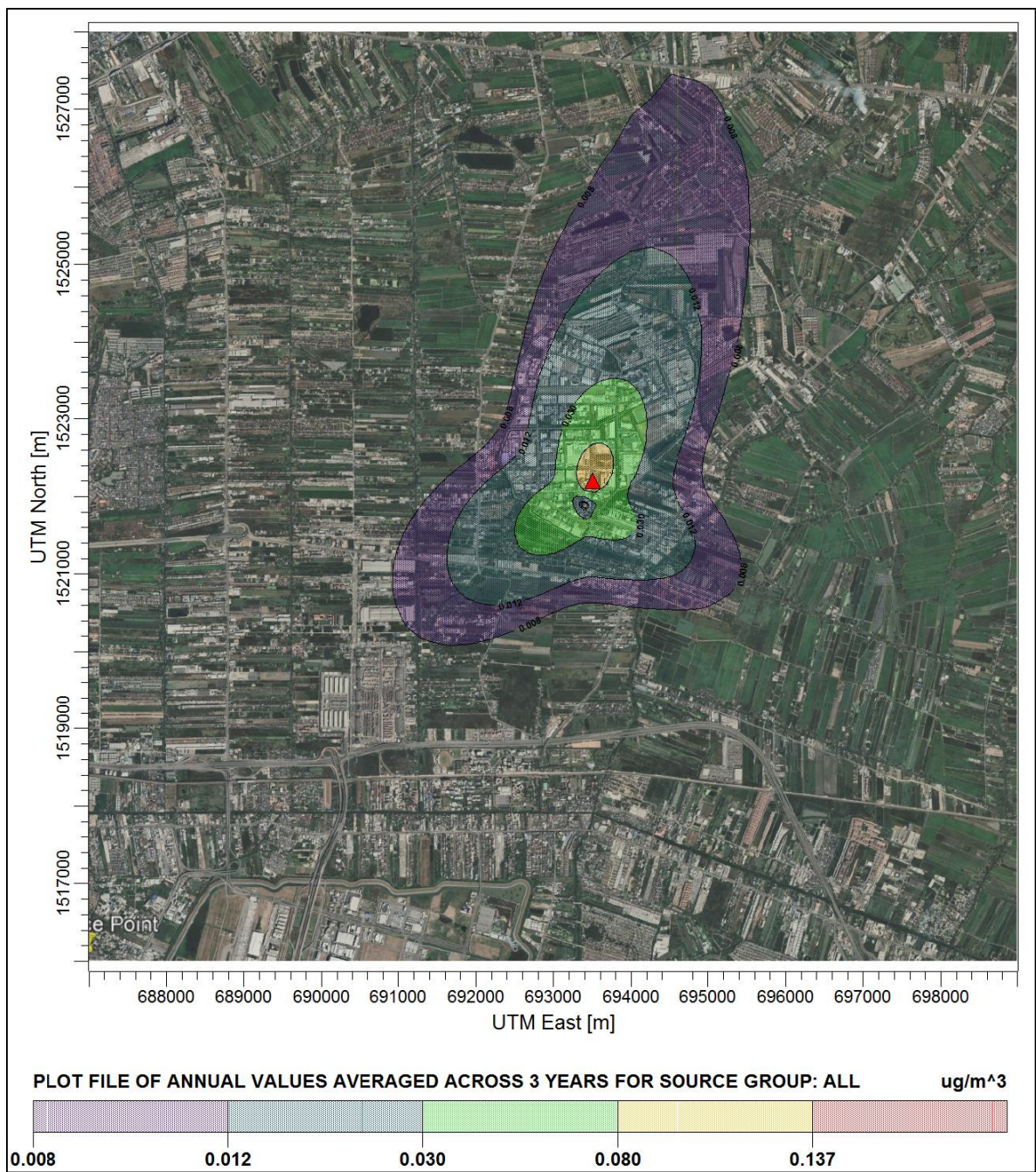
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.142 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 15 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



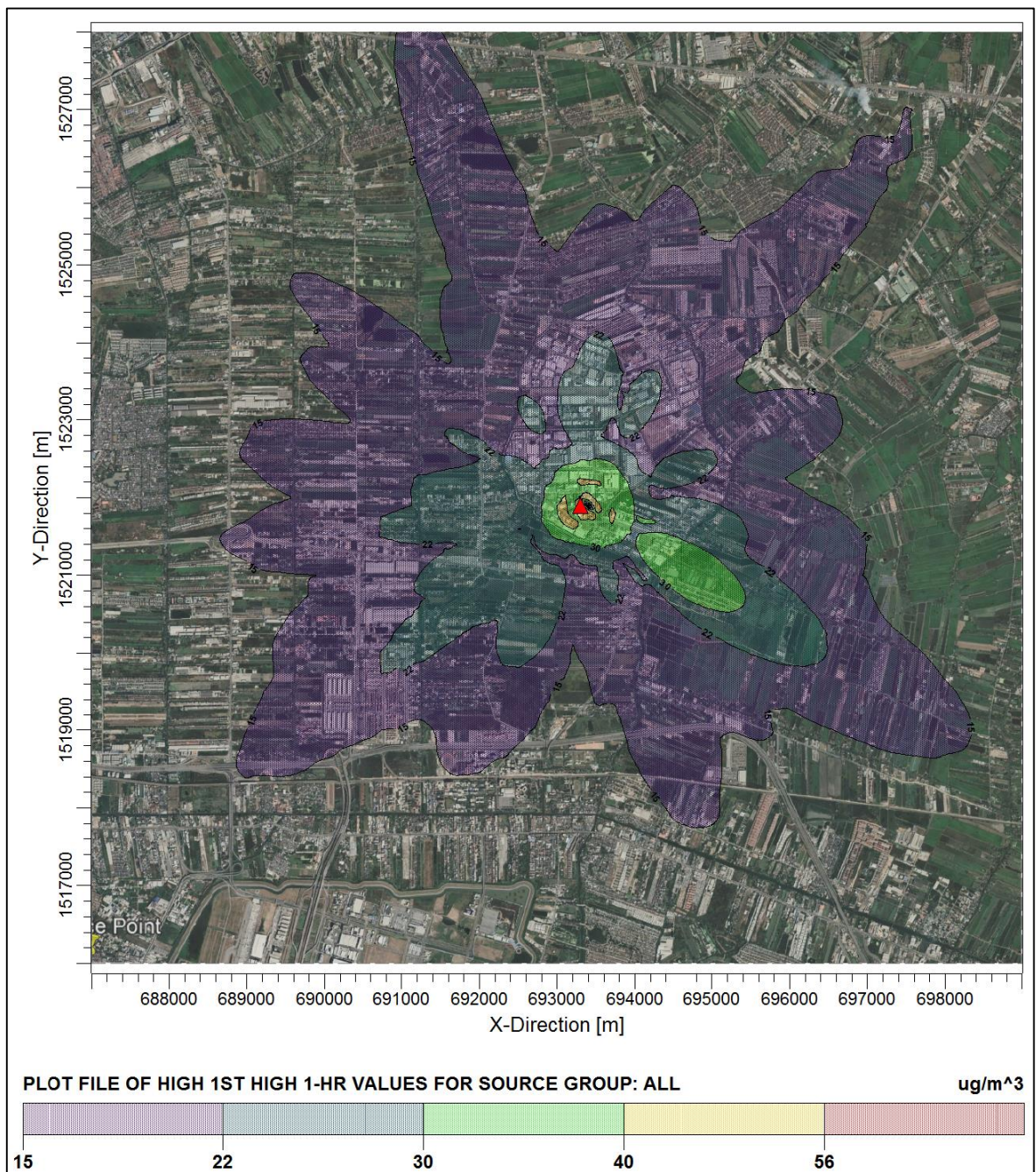
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.44 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 16 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 2.5 ไมครอน เฉลี่ย 24 ชั่วโมง กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



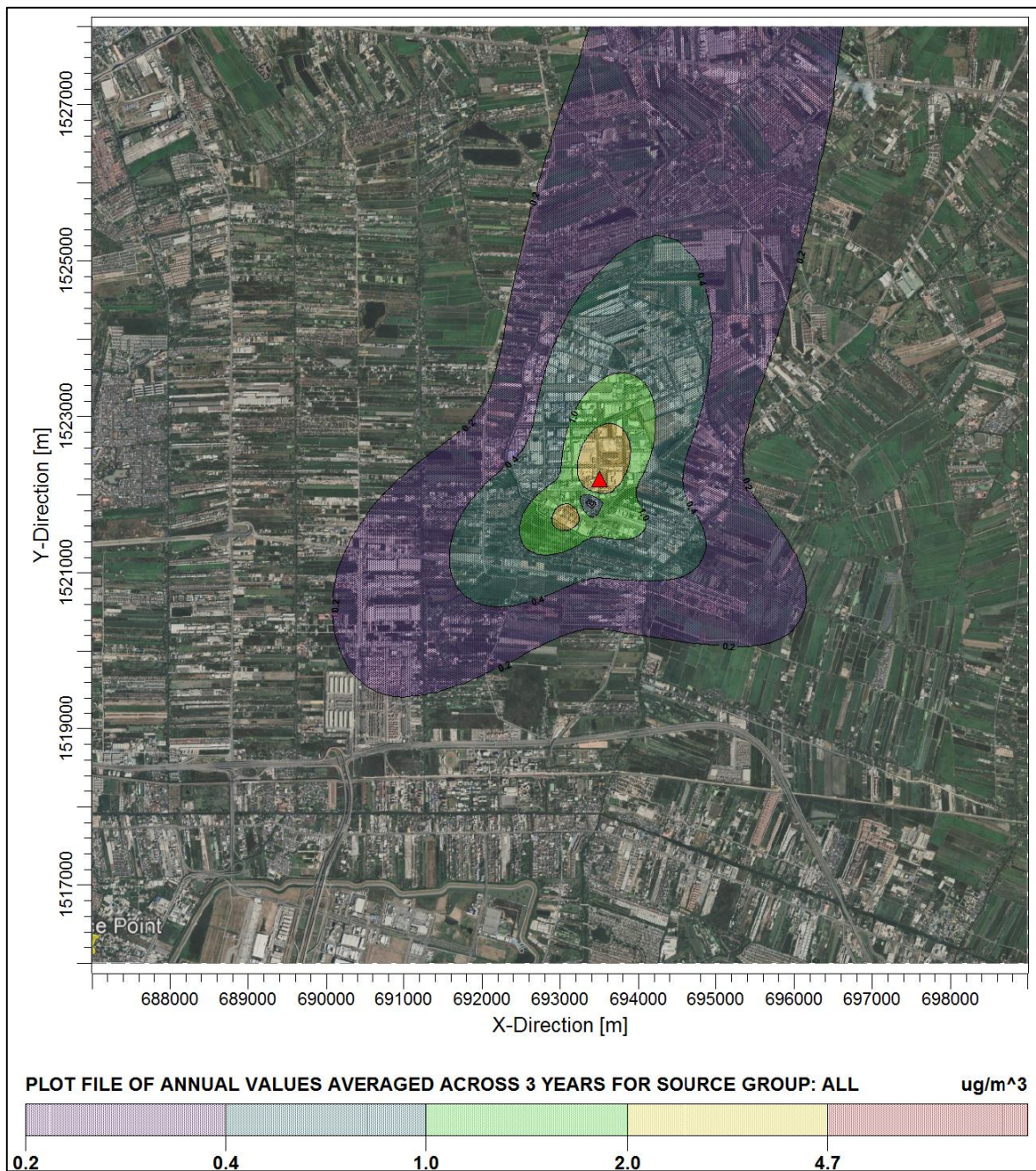
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.137 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 17 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 2.5 ไมครอน เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



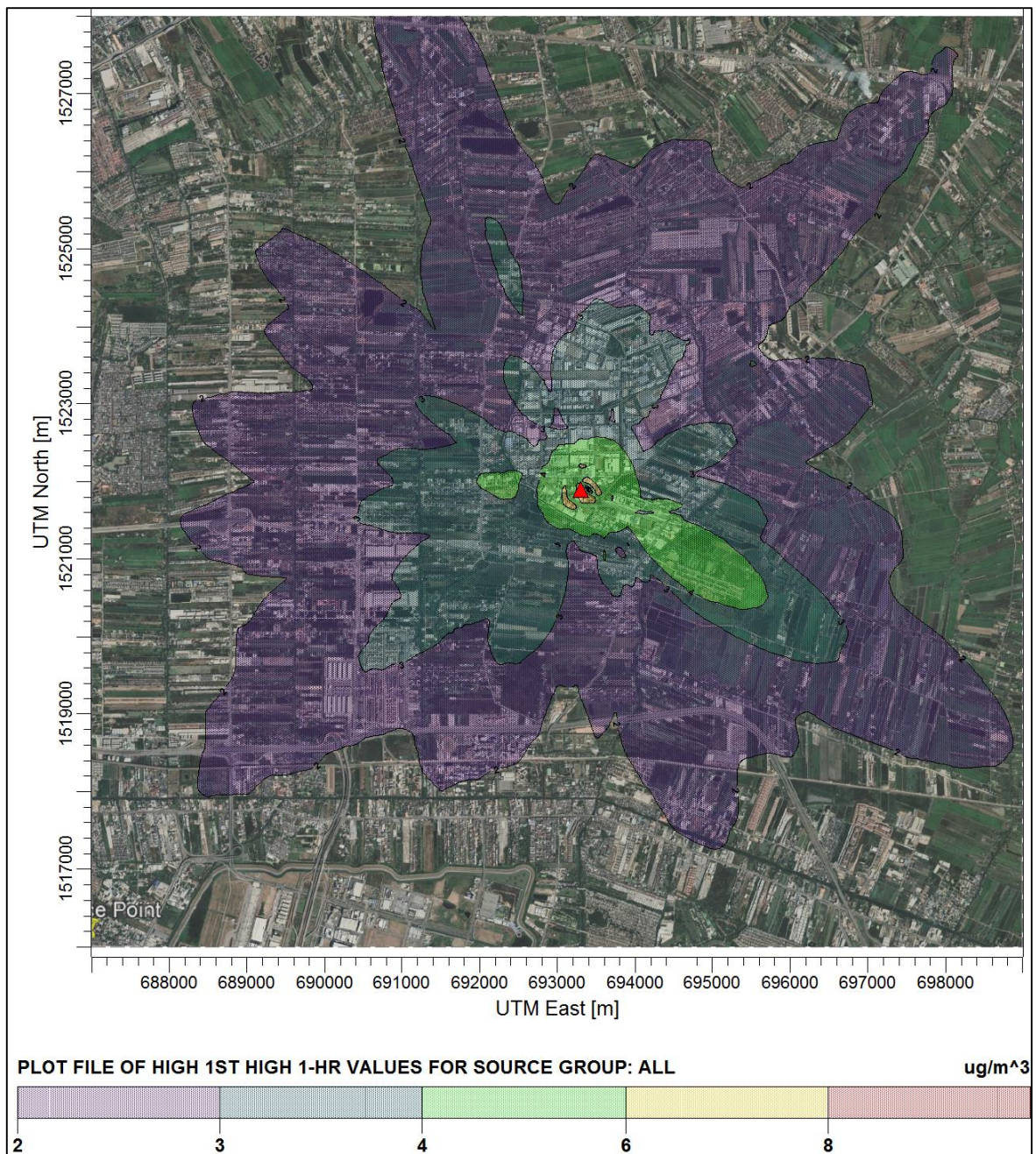
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 56.28 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร


รูปที่ 18 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



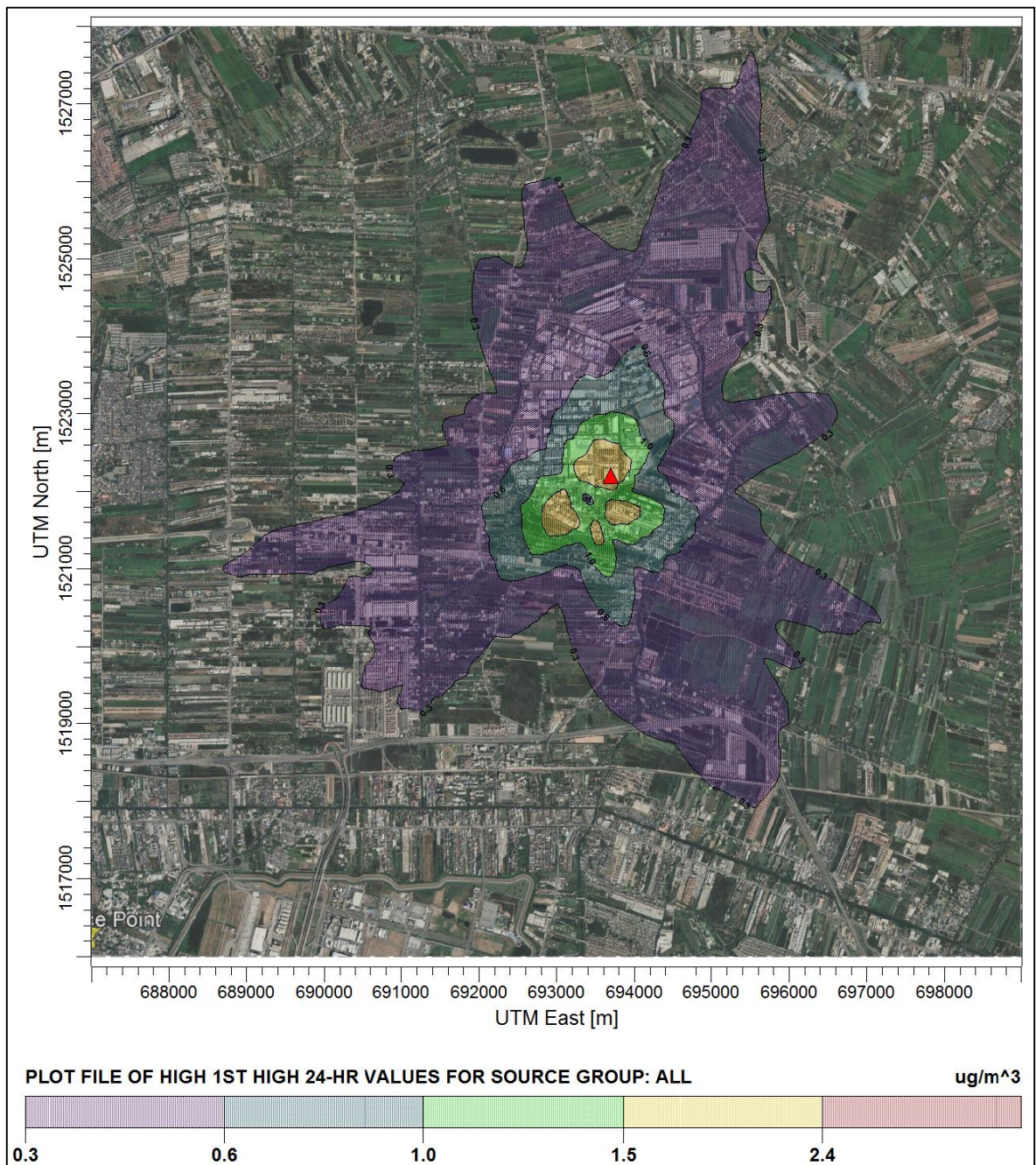
สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 4.72 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 19 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



สัญลักษณ์  ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 8.19 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 20 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)

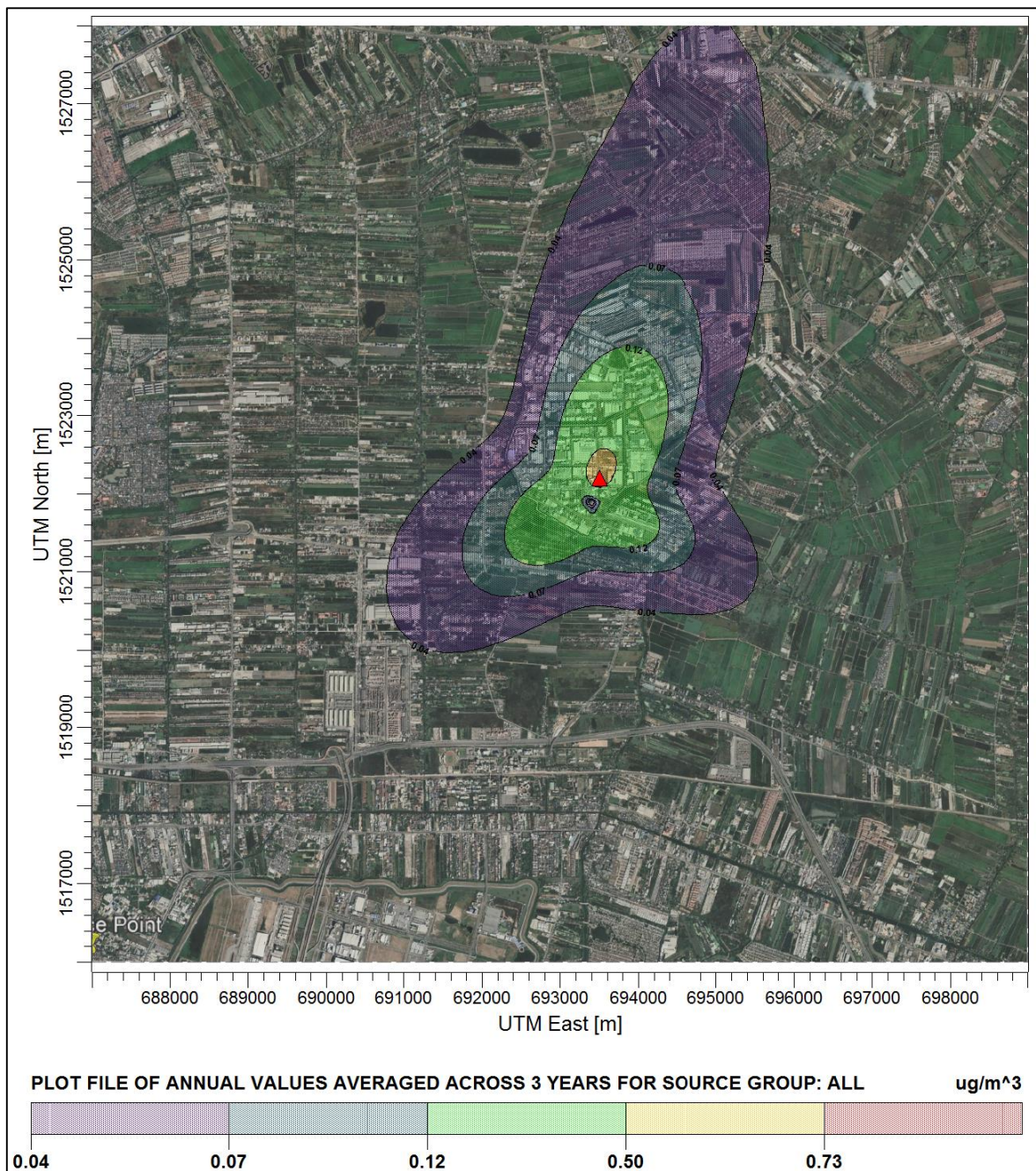


สัญลักษณ์



ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 2.37 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 21 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)



สัญลักษณ์



ตำแหน่งค่าความเข้มข้นสูงสุด 0.73 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร

รูปที่ 22 เส้นแสดงระดับความเข้มข้นเท่าของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ปี
กรณีเดินเครื่องไม่เต็มกำลังการผลิต (Partial Load 75%)

ภาคผนวก 5-3

HAZOP

<<<กลับหน้าสารบัญ

Project Name		Ladkrabang SPP Power Plant Project (PPTC)																									
Session Date		10/11/2022																									
Drawings																											
Node description		Global Node																									
Node No.		N-00																									
Design Intend		Upgrade Gas Turbine model 50.5 MW to 54 MW program Fuel gas flow 6.94 kg/s (normal of peak), temperature -1.1 to 48.9 C, pressure 13.30 barg Outlet compressor pressure 28.5 barg, flow 2.946 kg/s/GT Gas compressor : run 2, standby 1																									
Team Members		Operation Team / Maintenance Team / HSE																									
Record No.	PARAMETER	GUIDEWORD	DEVIATION	Ref. No.	CAUSE	Ref. No.	CONSEQUENCE (S) (no safeguard)	S	L	R	RR	CATEGORY	SAFEGUARDS				S	L	R	RR	RECOMMENDATION (S)/ ACTION (S)				ACTION NO.	ACTION BY	REMARK
1	Energy		Electrical output from power plant should be increased from 138MW to 142.8MW	1.1	Electrical output to EGAT increase		exceed energy to export	II	B	IIIB	LR	Image	Set to Block Load limit				I	A	IA	LR							
			Electrical output from power plant should be increased from 138MW to 142.8MW	1.2	Electrical output to Customer increase		exceed energy to export, Limiting of Transformer	II	B	IIIB	LR	Image	Set to Block Load limit				I	A	IA	LR							
			Electrical output from power plant should be increased from 138MW to 142.8MW	1.3	The maximum net electrical generating load		That operate without an effect on the bottoming cycle on site ambient temperature 34°C is increased from 120.06 MW to 127.03 MW at new and clean condition	II	B	IIIB	LR	Assets	Set to Block Load limit				I	A	IA	LR							
			Gas turbine will be operated increasing from the 43.35 MW to 46.49 MW load capacity	1.4	The maximum net electrical generating load		The gas turbine 54 MW model will generate electrical power 47.27 MW in site ambient temperature 34°C without considering the limitation of HRSG	II	A	IIA	LR	Assets	Set to Block Load limit				I	A	IA	LR							
2	Flow		Steam Flow high	1.5	HRSG that will be generated steam around 131,500 kg/h from 127,280 kg/h design value		Steam turbine have margin for additional 4% of steam flow, the limitation will be 132,000 kg/h	I	A	IA	LR	Assets					I	A	IA	LR							
3	Temperature		Temp High		The HRSG system were specified the generate steam output 127,280 kg/h, so the upgrading program will be control the exhaust gas turbine for generate steam around 127,000 kg/h.			I	A	IA	LR	Image					I	A	IA	LR							
4	STEAM TURBINE LOAD REJECTION (FULL-DUMP)				Steam turbine load rejection will be performed as full dump condition when steam turbine is on load rejection mode with two gas turbines at 100% load, process steam is not export, steam turbine high pressure and low pressure stop valve are closed and turbine by-pass valve open according to HP/LP		BOP is operation on normal condition as air compressor and air dryer, CCCW pump, Aux CW pump, MCW pump, cooling tower are all available with back up of spare	II	A	IIA	LR	Assets					II	A	IIA	LR							
5	AUTOMATIC PLANT RUNBACK				The automatic plant runback condition will be performed back up sequence and logic when high pressure boiler feed water pump or low pressure boiler feed water pumps are tripped.		BOP is operation on normal condition as air compressor and air dryer, CCCW pump, Aux CW pump, MCW pump, cooling tower are all available with back up of spare	II	A	IIA	LR	Assets					II	A	IIA	LR							
6	ENVIRONMENT	ENVIRONMENT			The information from the power plant after upgrading program such fuel consumption for full load, partial load, emission, stack information and water consumption		Environmental Impact assessment "EIA" are in criteria	I	A	IA	LR	Keep Monitor and set alarm report for fix problem immediately					I	A	IA	LR							
7	Natural gas fuel pressure				Inlet to the fuel metering is 27.5 barg, which could provide adequate minimum pressure required of gas turbine without operating fuel gas compressor		The flow requirement of gas turbine after upgrading program was estimated by heat balance on the program, the program shows 23,000 kg/h at the lowest site condition. The existing fuel gas compressors have flow capacity 25,000 kg/h which is sufficient for operation.	II	A	IIA	LR	Set Alarm Flow high for alert when Flow capacity nearly 25,000 kg/h					I	A	IA	LR							
8	Natural gas fuel flow		Natural gas fuel flow high		Fuel gas compressor flow increase to 5.83 kg/s		The limitation of Fuel gas compressor 6.94 kg/s	I	A	IA	LR						I	A	IA	LR							
9	STEAM CONDENSER				The limitation of the condenser system will be considered as the maximum heat load operation which will be based on steam turbine load reject case, steam full-dump into the condenser through by-pass valve.			II	A	IIA	LR						II	A	IIA	LR							
10	MAIN COOLING CONDENSER				The heat that transfer to the condenser will be removed by cooling water from the cooling tower, the higher heat in condenser required the higher cooling water flow or lower temperature inlet.		The water outlet temperature will be increased, cooling water temperature increase at outlet state will be effect to pressure in the main condenser and cooling tower work load, from reject heat energy from condenser. The main cooling condenser has specified information as provided figure from below, the capability of equipment or heat duty is 64,503,768 kcal/hour (207,064,376 kJ/hour) which limited by heating surface area and thermal conductivity of tube material. Since, the normal operating condition with extraction steam around 13,000 kg/h were in the limitation, but the partial operating by any cause such as steam turbine trip or steam turbine load reject were increased.	I	B	IB	LR						I	B	IB	LR							
11	COOLING-FAN TRIPPED AND AUTOMATIC RUNBACK				The cooling tower for PPTC have three cells, two operation and one for stand-by.		The cooling fan tripped and the stand-by unit could not be operated, or only one cooling fan working has occurred during operation. The cooling tower as one cell operation will not coverage the heat energy from the condenser which transfer by the cooling water cycle. Therefore, if the cooling tower has capacity for one cell operation, the power plant shall be run logically as specified on the power plant Operation & Maintenance procedure to reduce power plant load accordingly.	II	B	IIIB	LR	Plant Run Back Operate for safe condition					II	B	IIIB	LR							
12	HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR				The Heat Recovery Steam Generator ("HRSG") system has specified the maximum designed steaming capacity for high pressure and low pressure are 63,640 kg/h and 10,540 kg/h respectively		In consideration of highest output from normal operation we have divide the possible case in to two cases. The first case "Case1" is the HRSG could not generate steam over the HRSG specification capability, and the remaining energy from exhaust gas turbine will be rejected through the stack. The second "Case2" is in assumption of highest output from gas turbine normal operation, the HRSG will generate steam over the specification capability. To prove the possibility of steam generation as mention before, we have provide the velocity calculation table of superheated steam at last stage, comparison with the others project form our experiences. In our experiences, we are recommended the velocity for superheated steam in inner pipe diameter 51 millimeter "mm" and smaller will not exceed 35.6 meter per second "m/s".	II	A	IIA	LR						II	A	IIA	LR							
13	DE-SUPERHEATER				The limitation of de-superheater valve capacity		The limitation of de-superheater valve capacity, the highest flow requirement were expected to occur during the partial load operation. The site conditions as specified on the plant configuration such Lowest, Normal and highest in section 4 were used. By the program simulation, we found the capacity of cooling water fed to the de-superheater valve were around 1,000 – 2,500 kg/h	II	A	IIA	LR						II	A	IIA	LR							
14	HIGH PRESSURE BOILER FEED WATER PUMP				High pressure boiler feed water pump ("HP BFWP") system is 3650% operation, and in each pump has guaranteed discharge capacity 68 m3/hour at pump head 922.7 meters.		The HRSG system required water flow around 65,000 kg/h or 65 m3/hour approximately which is in capability of the HP BFWP	II	A	IIA	LR						II	A	IIA	LR							

Project Name		Ladkrabang SPP Power Plant Project (PPTC)																			
Session Date		10/11/2022																			
Drawings																					
Node description		Global Node																			
Node No.		N-00																			
Design Intend		Upgrade Gas Turbine model 50.5 MW to 54 MW program Fuel gas flow 6.94 kg/s (normal of peak), temperature -1.1 to 48.9 C, pressure 13.30 barg Outlet compressor pressure 28.5 barg, flow 2.946 kg/s/GT Gas compressor : run 2, standby 1																			
Team Members		Operation Team / Maintenance Team / HSE																			
Record No.	PARAMETER	GUIDEWORD	DEVIATION	Ref. No.	CAUSE	Ref. No.	CONSEQUENCE (S) (no safeguards)	S	L	R	RR	CATEGORY	SAFEGUARDS	S	L	R	RR	RECOMMENDATION (S)/ ACTION (S)	ACTION NO.	ACTION BY	REMARK
15	LOW PRESSURE BOILER FEED WATER PUMP				Low pressure boiler feed water pump ("LP BFWP") system is 350% operation, and in each pump has guaranteed discharge capacity 28 m3/hour at pump head 159.93 meters.		The HRSG system required water flow around 11,000 kg/h or 11m3/hour approximately which is in capability of the LP BFWP.	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
16	CONDENSATE EXTRACTION PUMP				Condensate extraction pump ("CEP") system is 2x100% operation, and in each pump has guaranteed discharge capacity 210 m3/hour at pump head 40 meter.		Two unit of HRSG system produced water total steam flow around 152,000 kg/h or 152 m3/hour at normal operation and the steam turbine load rejection case is around 198,934 kg/h or 199 m3/hour, which is in capability of the CEP	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
17	DEMINERALIZATION SYSTEM				The demineralization system will make-up the demin water to the HRSG system from the loss of blowdown and steam extraction to customer. The total system has capacity to generate demin water 35 m3/hour. The HRSG continues blow down ("CBD") is required 1% of steam flow, the upgrading has steam flow 65,000 and 11,000 kg/h for and HP and LP respectively. The HP CBD flow would be estimated as 650 kg/h and 110 kg/h for LP section per unit. The extraction steam is expected to export to customer after upgrading program is 20,000 kg/h		The demineralization system will make-up the demin water to the HRSG system are sufficient.	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
18	CLOSE COOLING CYCLE WATER SYSTEM				Close cooling cycle water system or "CCCW", could be increase due to heat load or heat residue after upgrade gas turbine in cooling system and control system might be higher. There are no information from the manufacturer in this system, so we are estimated the capability of CCCW system by design margin. During the plant test on 1st December 2020, the temperature of CCCW before distribution was 33.53 oC (10PG830CT201) and return with 38.88 oC (10PG830CT201).		The design were use different temperature as 10 oC with 747.2 m3/h but the designed flow capacity was 935 m3/h flow capacity. However, GT manufacture require to increase GTG tube oil cooler to 135 m3/h flow capacity, the total CCCW flow will be 791.62 m3/h which is in capability of the CCCW system.	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
19	TRANSFORMER UNITS				Transformer capability calculation will be based on maximum output of each generator. Maximum output of gas turbine is 52.7MW and 39 MW for steam turbine respectively, at site ambience temperature 19 oC and Power factor 0.957 for gas turbine and 0.99 for steam turbine generator			II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
20	GAS TURBINE TRANSFORMER				the gas turbine transformer capacity is 56 MVA and we select efficiency of transformer at 99 percent		The maximum output capacity of GT transformer is 53.06 MW which more than maximum output reducing gear of gas turbine generator minus in house load (53.58-1.89 MW) is 51.69 MW. So the capacity of gas turbine transformer is enough after upgrade gas turbine.	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
21	STEAM TURBINE TRANSFORMER				the steam turbine transformer capacity is 48 MVA and we select efficiency of transformer at 99 percent. Power factor steam turbine transformer tested on 1st December 2020 is (0.99)		The maximum output capacity of ST transformer is 45.085 MW which more than maximum output reducing gear of steam turbine generator at 40.75 MW. So the capacity of steam turbine transformer is enough after upgrade gas turbine	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				
22	DISTRIBUTION TRANSFORMER (DAV 145 TRANSFORMER)				The Distribution transformer capacity is 36 MVA and we select efficiency of transformer at 99 percent. Maximum load of industrial user on 12th March 2020 is 32.11 MW and power factor is 0.907.		The maximum output capacity of Distribution transformer is 32.32 MW which more than output of current maximum load 32.11 MW but if load industrial user after upgrade gas turbine is more than 32.32 MW (included pump house), one Distribution transformer cannot supply for customer. Therefore, JERA-PET recommend to replace Distribution transformer.	II	A	IIA	LR			II	A	IIA	LR				

Project Name		Ladkrabang SPP Power Plant Project (PPFC)																			
Session Date		10/11/2022																			
Drawings		B-D-174-00023A, 22B, 22C, 22D, 22E, 23A, 23B, 30F, 30I, 21E, 37AV-D174-10EKH10 AN010-020-07-001																			
Node description		P8/Fuel Gas Inlet-Final Filter / Gas Compressor / Vent / Gas Turbine System / Closed cycle cooling water system & distribution (common) / Aux. Boiler-Fuel Gas Compressor's Vendor,																			
Node No.		N-01																			
Design Intend		Fuel gas flow 6.94 kg/s (normal of peak), temperature -1.1 to 48.9 C, pressure 13.30 barg Outlet compressor pressure 28.5 barg, flow 2.946 kg/s/GT Gas compressor : run 2, standby 1																			
Team Members		Operation Team / Maintenance Team / HSE																			
Record No.	PARAMETER	GUIDEWORD	DEVIATION	Ref. No.	CAUSE	Ref. No.	CONSEQUENCE (S) (no safeguards)	S	L	R	RR	CATEGORY	SAFEGUARDS	S	L	R	RR	RECOMMENDATION (S)/ ACTION (S)	ACTION NO.	ACTION BY	REMARK
1	Flow	No/less	No/less Flow	1.1 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 Fuel & No.3 gas compressor> Block valve or On-off valve (XV-00EKG10 AA101) upstream of No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor inadvertent close. (PID-22A)	1.1.1	Low pressure upstream of Fuel gas compressor, resulting in equipment damage.	III	B	IIIB	LR	Assets	Low suction pressure alarm on PIA-105 on DCIS	II	B	IIIB	LR				
				1.2 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Fuel gas supply from metering station stopped (PID-22A)	1.2.1	Low pressure upstream of Fuel gas compressor, resulting in equipment damage.	III	B	IIIB	LR	Assets	Low suction pressure alarm on PIA-105 on DCIS Low pressure alarm on metering station	II	B	IIIB	LR				
						1.2.2	Stop of fuel gas supply to Gas turbine effect to HRSG and STG leads to total plant shutdown. No power generation.	III	B	IIIB	LR	Image	Low suction pressure alarm on PIA-105 on DCIS Low pressure alarm on metering station	II	B	IIIB	LR				
				1.3 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> High temperature fuel gas inlet from existing. (PID-22A)	1.3.1	High temperature of fuel gas effect to low fuel gas flow rate, possible decrease efficiency of gas turbine may decrease power generation. No significant impact due to gas compressor and pipe sizing designed at max. temperature (48.9 C).						- Gas compressor and pipe sizing designed at max. temperature (48.9 C) - High temperature alarm (TIA-107-1) on DCIS								
				1.4 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> No.1 or No.2 Fuel gas inlet separator (00EKG11112 AT010) plugged. (PID-22A)	1.4.1	Low pressure upstream of Fuel gas compressor, possible equipment damage No significant impact						- Differential pressure alarm on PDT-00EKG1112 CP201 for No.1 and No.2 respectively. - Stand-by equipment								
				1.5 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Filter (FS 110) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.5.1	Not applicable														
				1.6 (Add)	<Fuel gas existing to No.1 or No.2 or No.3 Fuel gas compressor> On-off valve (SV 131-2) upstream of No.1 or No.2 or No.3 Fuel gas compressor fail to close. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.6.1	Refer to No/less Flow 1.1.1	III	B	IIIB	LR	Assets	Low suction pressure alarm on PIA-105 on DCIS and interlock to start standby of fuel gas compressor.	II	B	IIIB	LR				
				1.7 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Block valve downstream of No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor inadvertent close. (PID-22B)	1.7.1	Overpressure in Fuel gas compressor leading to equipment damage	IV	B	IVB	MR	Assets	- High pressure alarm (PIA-124 00EKG21 CP202) and interlock to open bypass control valve (PCV-123-III) - PSV-138 on oil separator tank	I	B	IB	LR				
				1.8 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Oil separator drum (B 200) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.8.1	Overpressure in Fuel gas compressor leading to equipment damage	IV	B	IVB	MR	Assets	- Differential pressure alarm on PDIA-120-1 on PLC Vendor and DCIS - High pressure alarm (PIA-124 10EKG21 CP202) and interlock to open bypass control valve (PCV-123-III) - PSV-138 on oil separator tank - Standby equipment	I	B	IB	LR				
				1.9 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Filter (FS 122) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.9.1	High pressure upstream of Filter (FS 122) plugged, resulting in equipment damage.	IV	B	IVB	MR	Assets	- Differential pressure alarm on PDIA-122-1 on PLC Vendor and DCIS - PSV-138 on oil separator tank	II	B	IIIB	LR				
				1.10 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Filter (FS 121) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.10.1	High pressure upstream of Filter (FS 121) plugged, resulting in equipment damage.	IV	A	IVA	LR	Assets	- Differential pressure alarm on PDIA-121-1 on PLC Vendor and DCIS - PSV-138 on oil separator tank	II	A	IIA	LR				
				1.11 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> No.1 & No.2 Fuel gas compressor units (2 units) shut downtrip (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.11.1	GTG operates in partial load, leading to decreasing power generation	IV	C	IVC	MR	Image	- No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor unit trip alarm - Low pressure alarm (PIA-00EKG30 CP201) at common downstream FG compressor header - Standby equipment	III	B	IIIB	LR				
				1.12 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> No.1 or No.2 or No.3 or No.4 Fuel gas final separator (1112EKG10 AT010, 212ZEKG10 AT010) plugged. (PID-22D, 22E)	1.12.1	Overpressure in Fuel gas compressor leading to equipment damage	IV	A	IVA	LR	Assets	- Differential pressure alarm on PDT-1112EKG10 CP201 for No.1 and No.2 respectively. - High pressure alarm (PIA-00EKG30 CP201) at common downstream FG compressor header - PSV-138 - High high pressure alarm (PICA-00EKG10 CP201) and interlock to close XV-00EKG10 AA101 - SV-00EKG10 AA501	III	A	IIIA	LR				
				1.13 (Add)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> On-off valve (SV 130-2) downstream of No.1 or No.2 or No.3 Fuel gas compressor fail to close. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.13.1	Overpressure in Fuel gas compressor leading to equipment damage	IV	A	IVA	LR	Assets	High pressure alarm on PIA-124 on PLC Vendor and DCIS and interlock to start standby of fuel gas compressor.	III	A	IIIA	LR				
				1.14	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Loss of closed cooling water supply to fuel gas cooler (W 119). (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	14.1 (Similar D173)	High temperature (95 C) at downstream of fuel gas cooler, resulting in fuel gas density decreasing and fuel gas volume increasing (95 to 80 C is not significant impact) GTG designed at 150 C (No significant impact) It's used to decrease the fuel gas temperature for fuel gas compressor circulation during start up / emergency high pressure Pressure loss for CCCW pumps Block I & II effect with pressure balance, resulting in any CCCW pumps Block I or II is lower capacity leading to high temperature on tube oil cooler of fuel gas compressor.						- High temperature alarm (110 C) on TIA-125 on PLC Vendor & DCIS. - High temperature alarm at CCCR on DCIS.								
						1.14.2 (add)		III	C	IIIC	MR	Assets	Selected head CCCW pumps from worstcase the location of pumps of block I & II. It do not effect with the capacity of CCCW supply.	II	B	IIIB	LR				
				1.15 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Loss of nitrogen supply to Oil separator drum (B 200). (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.15.1	Used when maintenance (Normal no flow) No significant impact														
				1.16 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Loss of instrument air supply to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.16.1	FGC automatic tripped resulting in GTG operates in partial load, leading to decreasing power generation However, FGC will safely stops by lube oil circulation (bypass check valve)	IV	C	IVC	MR	Image	- Low pressure switch (PZ-501) alarm at 4 barg on PLC vendor & DCIS and interlock to shutdown FGC at 3.5 barg on PLC vendor - FGC alarm	III	B	IIIB	LR				

Project Name		Ladkrabang SPP Power Plant Project (PPTC)																			
Session Date		10/11/2022																			
Drawings		6-D-174-00023A, 22B, 22C, 22D, 22E, 23A, 23B, 30F, 30I, 21E, 37AV-D174-10EKH10 AN010-020-07-001																			
Node description		PIG/Fuel Gas Inlet-Final Filter / Gas Compressor / Vent / Gas Turbine System / Closed cycle cooling water system & distribution (common) / Aux. Boiler/Fuel Gas Compressor's Vendor,																			
Node No.		N-01																			
Design Intent		Fuel gas flow 6.94 kg/s (normal of peak), temperature -1.1 to 48.9 C, pressure 13.36 barg Outlet compressor pressure 28.5 barg, flow 2.946 kg/s/GT Gas compressor : run 2, standby 1																			
Team Members		Operation Team / Maintenance Team / HSE																			
Record No.	PARAMETER	GUIDEWORD	DEVIATION	Ref. No.	CAUSE	Ref. No.	CONSEQUENCE (S) (no safeguard)	S	L	R	RR	CATEGORY	SAFEGUARDS	S	L	R	RR	RECOMMENDATION (S)/ ACTION (S)	ACTION NO.	ACTION BY	REMARK
				1.17 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> No.1 or No.2 Lube oil pump (P 214-I, II) stopped. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.17.1	FGC automatic tripped resulting in GTG operates in partial load, leading to decreasing power generation However, FGC will safely stops by lube oil circulation (bypass check valve)	IV	B	IVB	MR	Image	- No.1 or No.2 Lube oil pump (P 214-I, II) trip alarm on DCIS - Low pressure alarm (PIA-205) on PLC vendor & DCIS - Stand-by pump will start to built pressure in system.	III	B	IIIB	LR				
				1.18 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Suction Strainer or filter (FSE 206-I, II) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.18.1	Loss of lube oil to No.1 & No.2 & No.3 fuel gas compressor, resulting in No.1&No.2 lube oil pump and compressor damage	IV	C	IVC	MR	Assets	- Differential pressure alarm on PDIA-206-I, II on PLC Vendor & DCIS - Standby filter	III	B	IIIB	LR				
				1.19 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Discharge Strainer or filter (FSE 240- I, II) plugged. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.19.1	Less of lube oil to No.1 & No.2 & No.3 fuel gas compressor, resulting in No.1 & No.2 lube oil pump damage (increase discharge pressure)	III	C	IIIC	MR	Assets	- Differential pressure alarm on PDIA-240-I, II on PLC Vendor & DCIS - Stand-by filter	II	B	IIB	LR				
				1.20 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Flow control valve and Solenoid valve at downstream No.1&No.2 lube oil pump fully opened. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.20.1	Slide position at 100% open position, resulting in increasing fuel gas to GTG and decreasing fuel gas circulation leading to loss of capacity control of FGC	II	C	IIC	LR	Image	Slide valve position (GI-168) on PLC vendor and DCIS.	I	B	IB	LR				
						1.20.2	Slide position at 0% open position, resulting in decreasing fuel gas to GTG and increasing fuel gas circulation leading to loss of capacity control of FGC.	II	C	IIC	LR	Image	Slide valve position (GI-168) on PLC vendor and DCIS.	I	B	IB	LR				
				1.21 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Block valve and On-off valve (SV-247-2) downstream of Oil circulation inadvertent close. (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.21.1	Not applicable due to SV-247-2 is fails opened														
				1.22 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> Loss of closed cooling water supply to lube oil cooler (W 203). (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	1.22.1	High temperature of lube oil leading to bearing of compressor damage.	IV	B	IVB	MR	Assets	- High temperature alarm on TIA-208 (75 C) on PLC vendor & DCIS - High temperature alarm on TIA-126 (110 C) on PLC vendor and DCIS - High temperature on TZ-114 interlock to trip FGC.	I	B	IB	LR				
				1.23 (Similar D173)	<Fuel gas existing to Aux steam generator> Block valve inadvertent close or strainer at upstream Aux steam generator plug (PID-22A, 37A)	1.23.1	Loss of fuel gas supply to Aux steam generator, resulting in stand-by steam supply cannot feed to existing plant. No significant impact						No								
				1.24 (Similar D173)	<Fuel gas existing to Vent stack> (PID-22A, 22B, V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001, 22C)	1.24.1	Not applicable														
				1.25 (Update)	<Instrument air supply to fuel gas compressor system> (PID-22A)	1.25.1	Not applicable														
2	Flow	More	More Flow	2.1 (Similar D173)	<Fuel gas existing to No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor> More fuel gas capacity supply to power plant (A3-1102.27-6333-607/008)	2.1.1	High pressure from fuel gas feed into power plant leading to equipment damage	IV	B	IVB	MR	Assets	- 2 control valves at metering station (can adjust at operating pressure condition) - High pressure alarm in metering station - SV-00EKG10 AA001 - High high pressure alarm (PICA-00EKG10 CP281) and interlock to open XV-00EKG10 AA101 and to close XV-00EKG10 AA202	II	A	IIA	LR				
				2.2 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Aux. boiler package> Pressure regulator (PCV-00EKG24 AA101) fully open. (PID-22A)	2.2.1	High pressure from No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor feed into Aux. boiler package leads to equipment damage.	III	B	IIIB	LR	Assets	Pressure safety valve; SV-00EKG24 AA001.	II	B	IIIB	LR				
3	Flow	Reverse	Reverse Flow	3.1 (Similar D173)	Not applicable																
4	Flow	As well as	As well as Flo	4.1 (Similar D173)	<No.1 & No.2 & No.3 Fuel gas compressor to Gas turbine package> Tube rupture of fuel gas cooler, (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	4.1.1	Fuel gas leaks to closed cooling water system leads to closed cooling water contaminated. Possible environment impact.	II	A	IIA	LR	Env.		II	A	IIA	LR				
						4.1.2	Fuel gas leaks to closed cooling water system leads to pressure increase in closed cooling system, leading equipment and material damage.	III	A	IIIA	LR	Assets	High pressure alarm (PIA-10PGA30 CP201 and PIA-20PGA30 CP201) at discharge No.1 & No.2 Closed Cycle Cooling Water Circulation pumps Block I & II on DCIS.	II	A	IIA	LR				
				4.2 (Similar D173)	<Oil circulation on No.1 & No.2 Fuel gas compressor> Tube rupture of lube oil cooler, (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	4.2.1	Lube oil leaks to closed cooling water system leads to pressure increase in closed cooling system, leading to material damage and oil contaminate in closed cooling water system	III	A	IIIA	LR	Assets	High pressure alarm (PIA-10PGA30 CP201 and PIA-20PGA30 CP201) at discharge No.1 & No.2 Closed Cycle Cooling Water Circulation pumps Block I & II on DCIS.	II	A	IIA	LR				
5	Pressure	Less	Less Pressure	5.1 (Similar D173)	Refer to No/Less Flow 1.1, 1.2, 1.4																
6	Pressure	More	More Pressure	6.1 (Similar D173)	Refer to More Flow 2.1, 2.2																
				6.2 (Similar D173)	<High pressure fuel gas inlet from fuel gas metering station> (V-D174-10EKH10 AN010-020-07-001)	6.2.1	High pressure fuel gas feed into FGC resulting pressure at upstream of FGC is likely pressure at downstream of FGC, leading to may FGC damage and out of control of FGC. FGC may automatic tripped resulting in GTG operates in partial load, leading to decreasing power generation.	III	C	IIIC	MR	Assets	- High high pressure alarm (PICA-00EKG10 CP201) and interlock to open XV-00EKG10 AA101 and to close XV-00EKG10 AA202	II	C	IIC	LR				
7	Temperature	Less	Less Temperature	7.1 (Similar D173)	Not applicable																
8	Temperature	More	More Temperature	8.1 (Similar D173)	Refer to No/Less Flow 1.3, 1.14, 1.22																
9	Level	Less	Less Level	9.1 (Similar D173)	Low liquid level on fuel gas condensate drain tank. (PID-22A)	9.1.1	Not applicable														

Ladkrabang SPP Power Plant Project (PPTC)																					
Project Name																					
Session Date		10/11/2022																			
Drawings		B-D-174-00023A, 22B, 22C, 22D, 22E, 23A, 23B, 30F, 30I, 21E, 37AV-D174-10EWH10 AN010-020-07-001																			
Node description		PG/Fuel Gas Inlet-Final Filter / Gas Compressor / Vent / Gas Turbine System / Closed cycle cooling water system & distribution (common) / Aux. Boiler-Fuel Gas Compressor's Vendor,																			
Node No.		N-01																			
Design Intend		Fuel gas flow 6.94 kg/s (normal of peak), temperature -1.1 to 48.9 C, pressure 13.30 barg Outlet compressor pressure 28.5 barg, flow 2.946 kg/s/GT Gas compressor : run 2, standby 1																			
Team Members		Operation Team / Maintenance Team / HSE																			
Record No.	PARAMETER	GUIDEWORD	DEVIATION	Ref. No.	CAUSE	Ref. No.	CONSEQUENCE (S) (no safeguards)	S	L	R	RR	CATEGORY	SAFEGUARDS	S	L	R	RR	RECOMMENDATION (S)/ ACTION (S)	ACTION NO.	ACTION BY	REMARK
				9.2 (Similar D173)	Low liquid level Oil separator drum (B 200). (V-D174-10EWH10 AN010-020-07-001)	9.2.1	Refer to As well As Flow 4.2.														
10	Level	More	More Level	10.1 (Similar D173)	More liquid level on fuel gas condensate drain tank. (PID-22A)	10.1.1	Not applicable														
				10.2 (Similar D173)	More liquid level on No.1 & No.2 fuel gas inlet filter separator (PID-22A)	10.2.1	Not applicable						High level alarm (LIA-00EKG11/12 CL201) on DCIS								
11	Composition	Part of	Part of Composition	11.1 (Similar D173)	Not applicable.																
12	Contamination	Other than	Other than Contamination	12.1 (Similar D173)	More moisture content in fuel gas from fuel gas existing plant.	12.1.1	Possible decrease efficiency of gas turbine may increase heat rate in plant.	II	C	III	LR	Image	- No.1 & No.2 Fuel gas inlet filter separator (5 micron) provided for removal moisture content	I	B	III	LR				
				12.2 (Similar D173)	More particle content in fuel gas from fuel gas existing plant.	12.2.1	No significant impact						- No.1 & No.2 Fuel gas inlet filter separator (5 micron) provided for removal moisture content								
				12.3 (Similar D173)	Low heating valve in fuel gas from fuel gas existing plant.	12.3.1	No significant impact														

ภาคผนวก 5-4

รายละเอียดการประเมินความเสี่ยงและอันตรายร้ายแรง
ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบฯ เดิม ปี 2555

<<<กลับหน้าสารบัญ

1. ผลกระทบจากรังสีความร้อน บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างท่อก๊าซปดท.กับสถานีควบคุมความดัน กรณีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุดที่รั่วขนาด 1 นิ้ว

SITE DATA:

Location: BANGKOK, THAILAND

Building Air Exchanges Per Hour: 0.51 (unsheltered single storied)

Time: May 31, 2012 1714 hours ST (using computer's clock)

CHEMICAL DATA:

Chemical Name: METHANE Molecular Weight: 16.04 g/mol

PAC-1: 3000 ppm PAC-2: 5000 ppm PAC-3: 20000 ppm

LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm

Ambient Boiling Point: -161.5° C

Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm

Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)

Wind: 4.7 knots from S at 10 meters

Ground Roughness: open country Cloud Cover: 7 tenths

Air Temperature: 28.2° C Stability Class: C

No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:

Flammable gas is burning as it escapes from pipe

Pipe Diameter: 10 inches Pipe Length: 5500 meters

Unbroken end of the pipe is closed off

Pipe Roughness: smooth Hole Area: 0.7855 sq in

Pipe Press: 58.2285 atmospheres Pipe Temperature: 90° F

Max Flame Length: 2 meters

Burn Duration: ALOHA limited the duration to 1 hour

Max Burn Rate: 295 kilograms/min

Total Amount Burned: 8,402 kilograms

THREAT ZONE:

Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire

Red : less than 10 meters (10.9 yards) --- (37.5 kW/(sq m))

Orange: 11 meters --- (12.5 kW/(sq m))

Yellow: 19 meters --- (4 kW/(sq m))

2. ผลกระทบจากรังสีความร้อน บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างท่อก๊าซปดท.กับสถานีควบคุมความดัน กรณีเลวร้ายที่สุดที่รั่วขนาด 10 นิ้ว

SITE DATA:

Location: BANGKOK, THAILAND

Building Air Exchanges Per Hour: 0.51 (unsheltered single storied)

Time: May 31, 2012 1714 hours ST (using computer's clock)

CHEMICAL DATA:

Chemical Name: METHANE Molecular Weight: 16.04 g/mol

PAC-1: 3000 ppm PAC-2: 5000 ppm PAC-3: 20000 ppm

LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm

Ambient Boiling Point: -161.5° C

Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm

Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)

Wind: 4.7 knots from S at 10 meters

Ground Roughness: open country Cloud Cover: 7 tenths

Air Temperature: 28.2° C Stability Class: C

No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:

Flammable gas is burning as it escapes from pipe

Pipe Diameter: 10 inches Pipe Length: 5500 meters

Unbroken end of the pipe is closed off

Pipe Roughness: smooth Hole Area: 78.5 sq in

Pipe Press: 58.2285 atmospheres Pipe Temperature: 90° F

Max Flame Length: 26 meters Burn Duration: 26 minutes

Max Burn Rate: 29,500 kilograms/min

Total Amount Burned: 10,212 kilograms

THREAT ZONE:

Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire

Red : 27 meters --- (37.5 kW/(sq m))

Orange: 54 meters --- (12.5 kW/(sq m))

Yellow: 97 meters --- (4 kW/(sq m))

3. ผลกระทบจากรังสีความร้อน บริเวณระบบท่อส่งก๊าซของโครงการ กรณีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุดที่รั่วขนาด 1 นิ้ว

SITE DATA:

Location: BANGKOK, THAILAND
Building Air Exchanges Per Hour: 0.51 (unsheltered single storied)
Time: May 31, 2012 1714 hours ST (using computer's clock)

CHEMICAL DATA:

Chemical Name: METHANE Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 3000 ppm PAC-2: 5000 ppm PAC-3: 20000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -161.5° C
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)

Wind: 4.7 knots from S at 10 meters
Ground Roughness: open country Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 28.2° C Stability Class: C
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:

Flammable gas is burning as it escapes from pipe
Pipe Diameter: 10 inches Pipe Length: 280 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 0.7855 sq in
Pipe Press: 19.7384 atmospheres Pipe Temperature: 90° F
Max Flame Length: 2 meters Burn Duration: 16 minutes
Max Burn Rate: 96.7 kilograms/min
Total Amount Burned: 170 kilograms

THREAT ZONE:

Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire
Red : less than 10 meters (10.9 yards) --- (37.5 kW/(sq m))
Orange: less than 10 meters (10.9 yards) --- (12.5 kW/(sq m))
Yellow: 11 meters --- (4 kW/(sq m))

4. ผลกระทบจากรังสีความร้อน บริเวณระบบท่อส่งก๊าซของโครงการ กรณีเลวร้ายที่สุดที่รั่ว
ขนาด 10 นิ้ว

SITE DATA:

Location: BANGKOK, THAILAND
Building Air Exchanges Per Hour: 0.51 (unsheltered single storied)
Time: May 31, 2012 1714 hours ST (using computer's clock)

CHEMICAL DATA:

Chemical Name: METHANE Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 3000 ppm PAC-2: 5000 ppm PAC-3: 20000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -161.5° C
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)

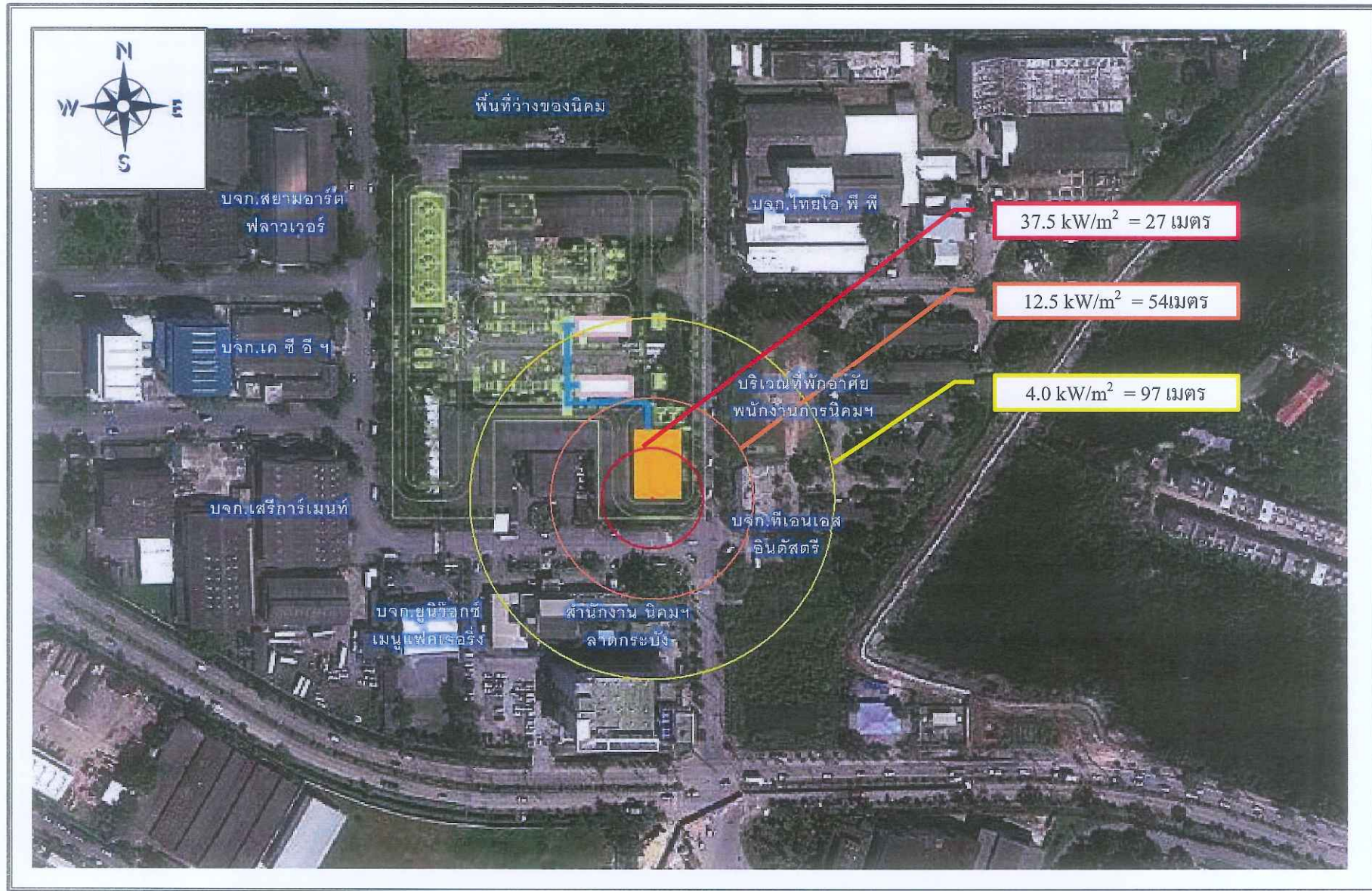
Wind: 4.7 knots from S at 10 meters
Ground Roughness: open country Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 28.2° C Stability Class: C
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:

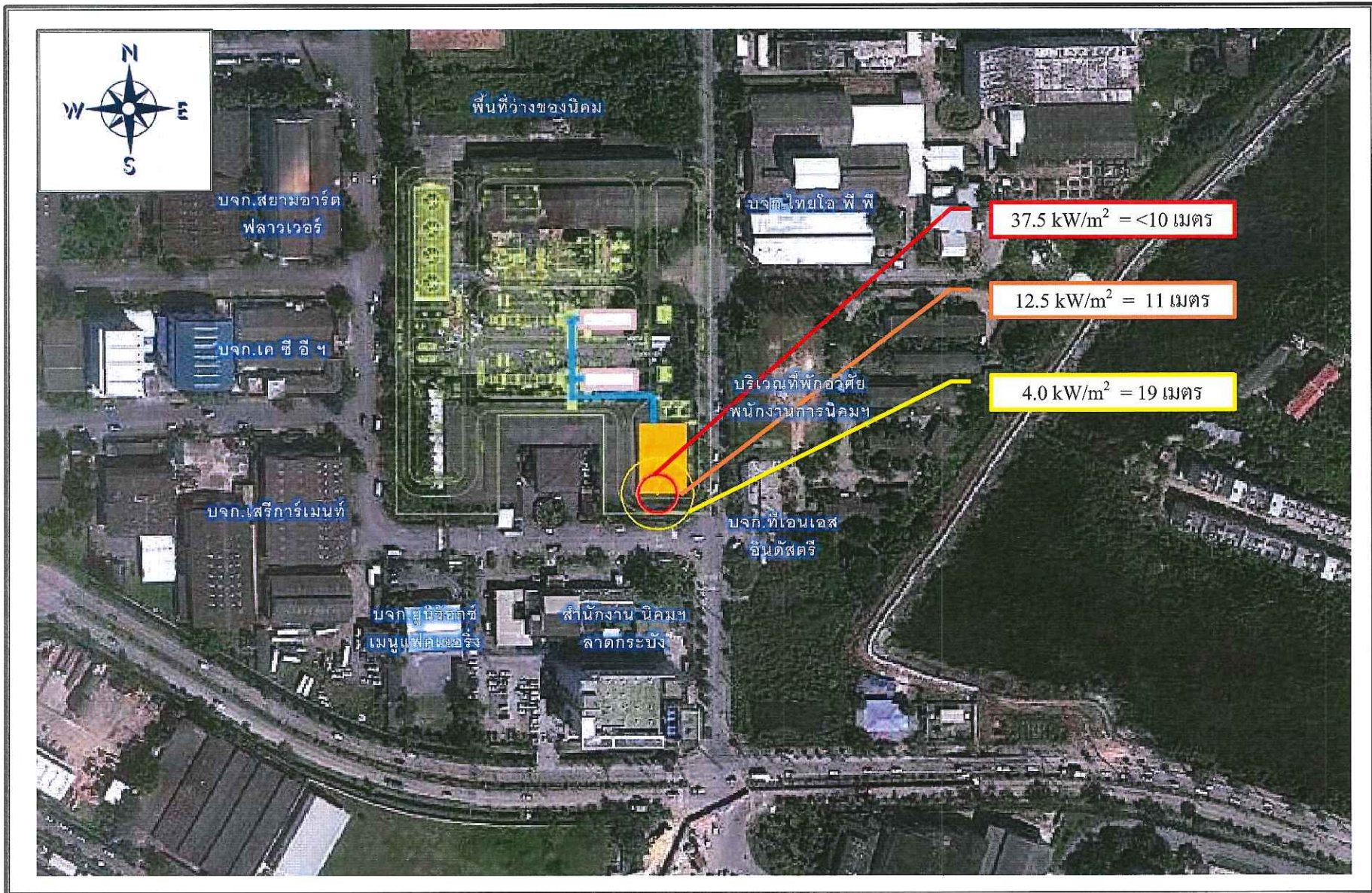
Flammable gas is burning as it escapes from pipe
Pipe Diameter: 10 inches Pipe Length: 280 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 78.5 sq in
Pipe Press: 19.7384 atmospheres Pipe Temperature: 90° F
Flame Length: 21 meters Burn Duration: 20 seconds
Burn Rate: 161 kilograms/sec
Total Amount Burned: 170 kilograms

THREAT ZONE:

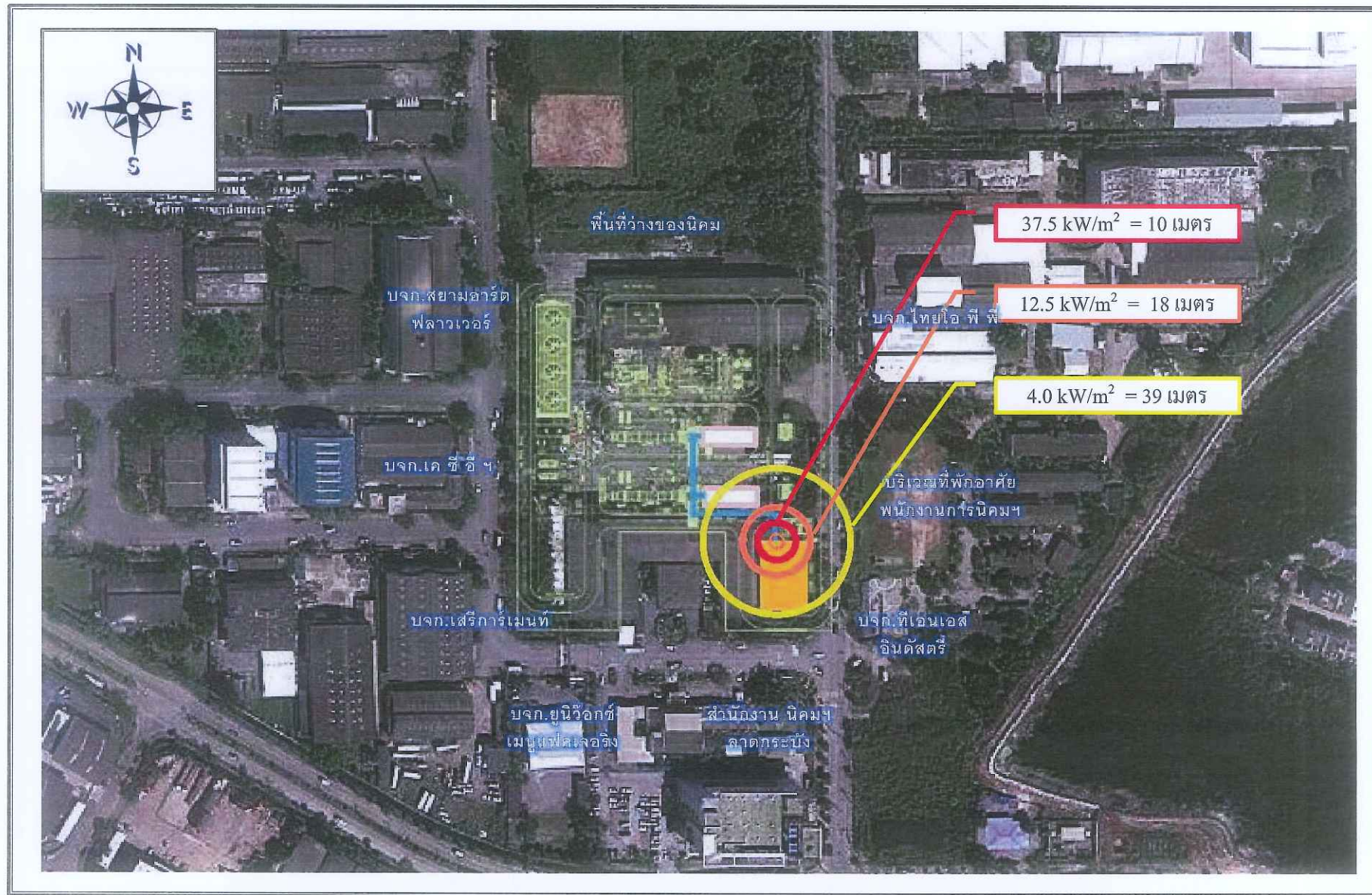
Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire
Red : 10 meters --- (37.5 kW/(sq m))
Orange: 18 meters --- (12.5 kW/(sq m))
Yellow: 39 meters --- (4 kW/(sq m))



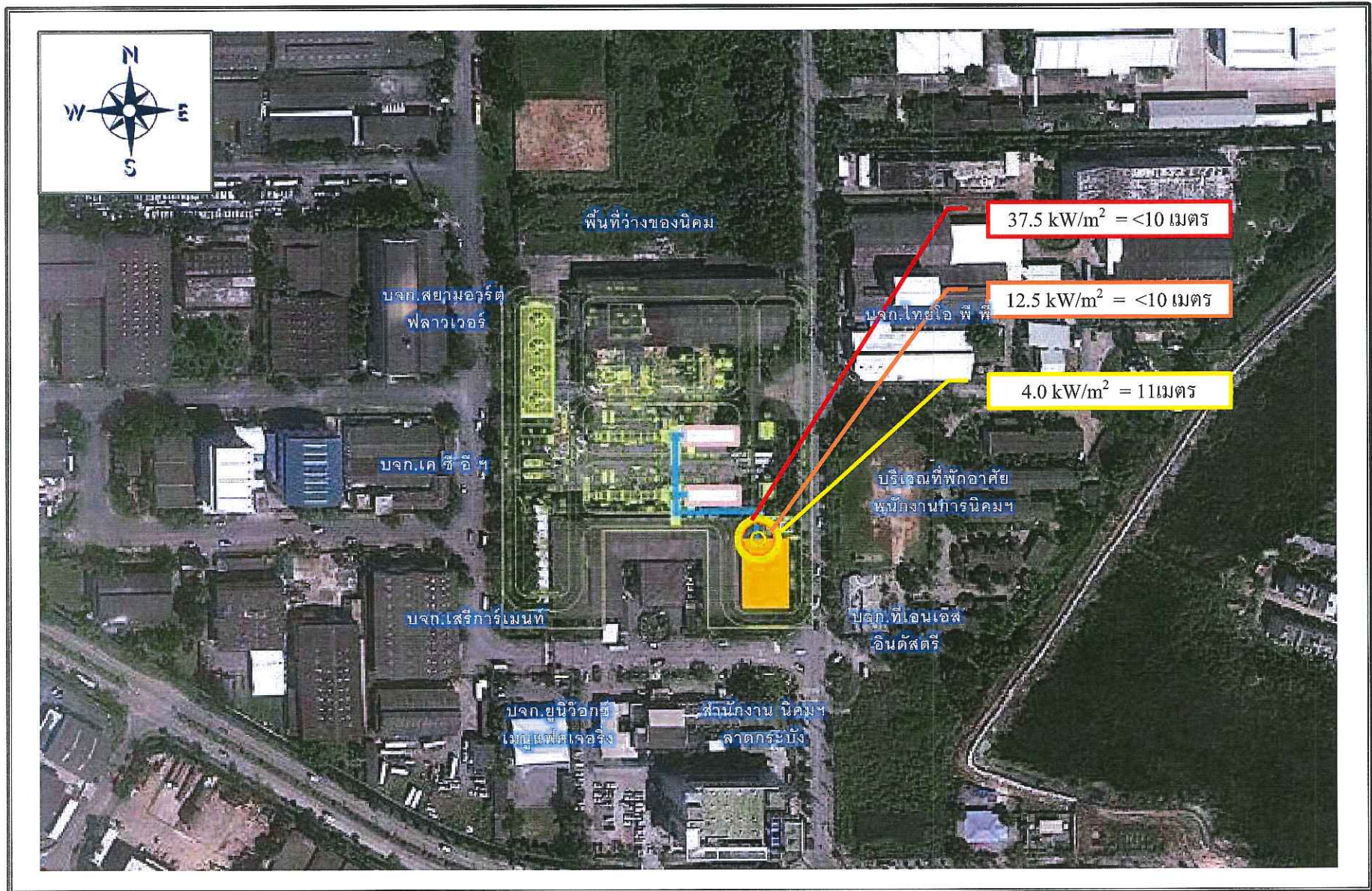
รูปที่ 1 ผลกระทบจากรังสีความร้อน กรณีเกิดการติดไฟทันที แบบ Jet Fire บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างท่อก๊าซปตท.กับสถานีควบคุมความดันจากการรั่วไหล กรณีเลวร้ายที่สุด (Worse Case) พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 10 นิ้ว



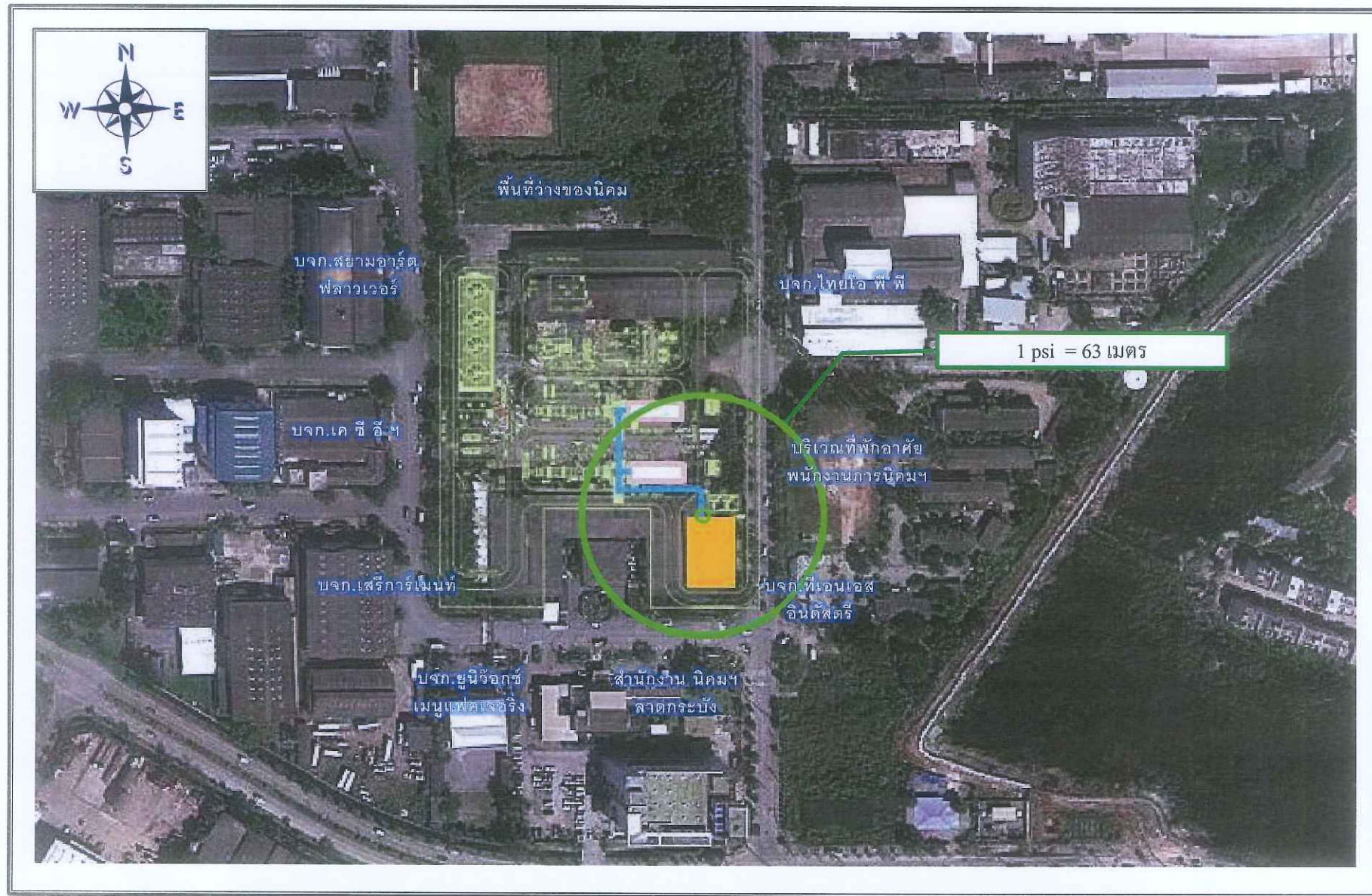
รูปที่ 2 ผลกระทบจากรังสีความร้อน กรณีเกิดการติดไฟทันที แบบ Jet Fire บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างท่อก๊าซปตท.กับสถานีควบคุมความดันจากการรั่วไหล กรณีที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 1 นิ้ว



รูปที่ 3 ผลกระทบจากรังสีความร้อน กรณีเกิดการติดไฟไหม้แบบ Jet Fire บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างสถานี่ควบคุมความดันกับแนวท่อส่งก๊าซของโครงการจากการรั่วไหล กรณีเลวร้ายที่สุด (Worse Case) พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 10 นิ้ว



รูปที่ 4 ผลกระทบจากรังสีความร้อน กรณีเกิดการติดไฟไหม้ แบบ Jet Fire บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างสถานีควบคุมความดันกับแนวท่อส่งก๊าซของโครงการจากการรั่วไหล กรณีที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 1 นิ้ว



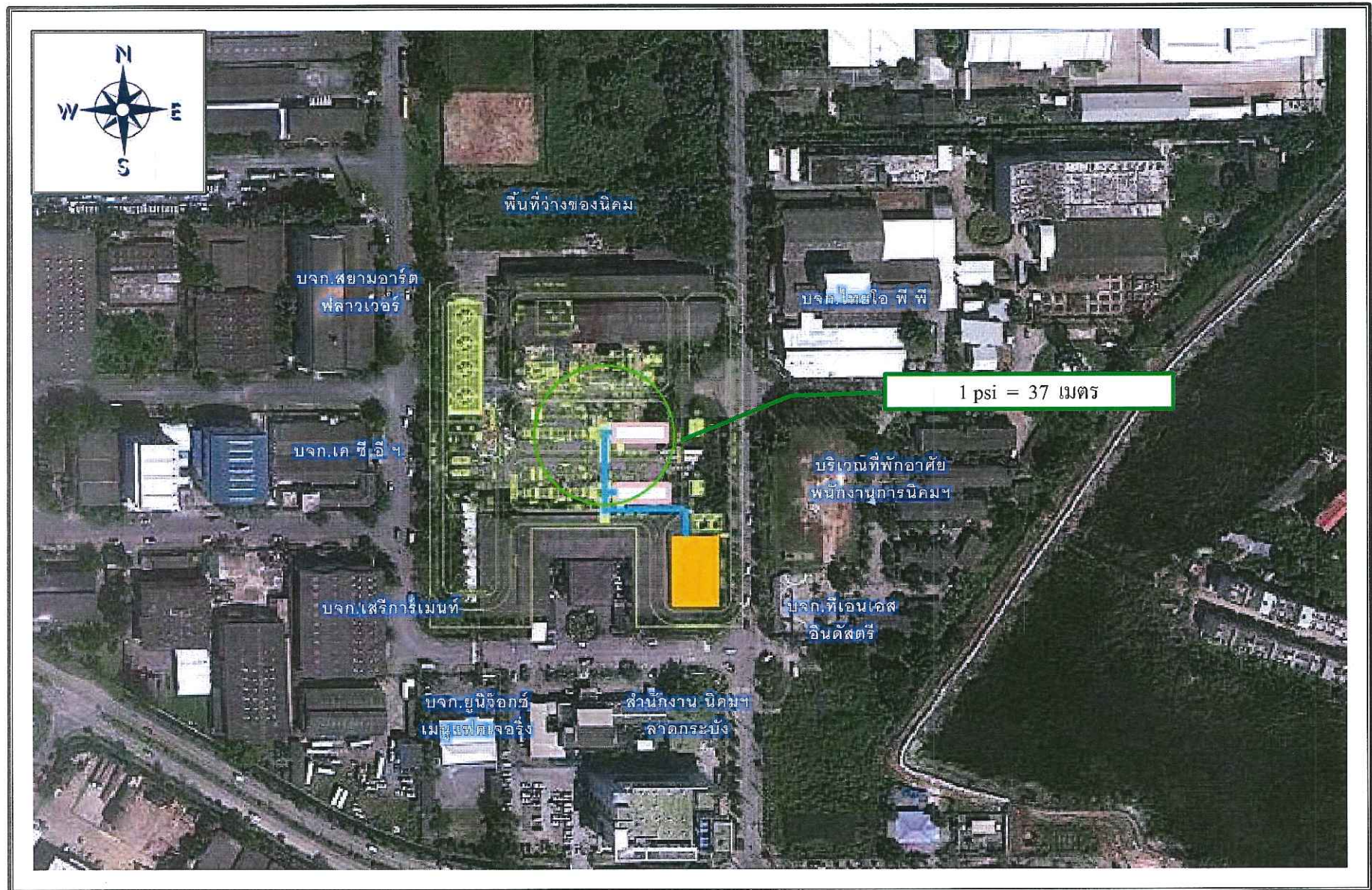
รูปที่ 5 ผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างสถานีควบคุมความดันกับแนวท่อส่งก๊าซของโครงการจากการรั่วไหล กรณีเลวร้ายที่สุด (Worse Case) พิจารณานาขนาดรอยรั่วเท่ากับ 10 นิ้ว



รูปที่ 6 ผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างแนวท่อส่งก๊าซกับหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าจากการรั่วไหล กรณีเลวร้ายที่สุด (Worse Case) พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 10 นิ้ว



รูปที่ 7 ผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างสถานีควบคุมความดันกับแนวท่อส่งก๊าซของโครงการ จากการรั่วไหล กรณีที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด พิจารณานาตรอยรั่วเท่ากับ 1 นิ้ว



รูปที่ 8 ผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด บริเวณจุดเชื่อมต่อระหว่างแนวท่อส่งก๊าซกับหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าจากการรั่วไหล กรณีที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด พิจารณานาขนาดรอยรั่วเท่ากับ 1 นิ้ว