



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para
reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande
LTDA – Amazonas

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista**

AUTOR:

Mejia Carrasco, Osber Antony (orcid.org/0000-0002-7331-4604)

ASESOR:

Mg. Sifuentes Inostroza, Teofilo Martin (orcid.org/0000-0001-8621-236X)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

LÍNEA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL UNIVERSITARIA:

Desarrollo sostenible y adaptación al cambio climático

TRUJILLO – PERÚ

2023

Dedicatoria

A mis padres, Manuel Mejía Sánchez, Isolina Carrasco Coronel y a mi hermano Jhony Mejía Carrasco, por apoyarme constantemente a culminar mi carrera profesional; los que siempre estuvieron para motivarme hasta el día de hoy.

Agradecimiento

Quiero expresar mi agradecimiento al creador Dios, por brindarme el conocimiento y fortaleza necesaria para llevar a cabo la realización de esta tesis.

En segundo lugar, a mi familia, quienes me inspiraron a seguir mi educación, impulsarme día a día ser una mejor versión de mí mismo.

A la Universidad César Vallejo – Trujillo por darme la oportunidad de obtener mi título profesional.

Al Mg. Sifuentes Inostroza Teófilo Martín, quien tuvo paciencia conmigo durante la elaboración de esta tesis, por su orientación.

Índice de contenidos

Carátula	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Índice de contenidos.....	iv
Índice de tablas.....	vi
Índice de gráficos y figuras	vii
Resumen	viii
Abstract	ix
I. INTRODUCCIÓN	1
II. MARCO TEÓRICO	4
III. METODOLOGÍA	30
3.1. Tipo y diseño de investigación	30
3.1.1. Tipo de investigación.....	30
3.1.2. Diseño de investigación	30
3.2. Variables y operacionalización.....	31
3.2.1. Variables	31
3.2.2. Operacionalización.....	31
3.3. Población, muestra y muestreo.....	31
3.3.1. Población	31
3.3.2. Muestra	31
3.3.3. Muestreo	31
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección	31
3.5. Procedimientos.....	32
3.6. Método de análisis de datos	33
3.7. Aspectos éticos	33

IV. RESULTADOS	34
4.1. Evaluar el recurso solar en la zona de estudio del proyecto	34
4.1.1. Localización Satelital Geográfica.....	34
4.1.2. Estimación del recurso solar	35
4.2. Determinar la máxima demanda de consumo energético del sistema de iluminación interior actual	43
4.3. Determinar el sistema de iluminación interior LED con el software Dialux	47
4.3.1. Áreas de la planta de procesos de la CAC	47
4.3.2. Simulación del sistema de iluminación con el Software Dialux	63
4.4. Dimensionar el sistema fotovoltaico para cubrir la demanda de iluminación interior LED	72
4.5. Evaluar análisis de costos y retorno de inversión del proyecto	92
V. DISCUSIÓN.....	101
VI. CONCLUSIONES	104
VII. RECOMENDACIONES	105
REFERENCIAS	106
ANEXOS.....	111

Índice de tablas

Tabla 1	Inclinación óptima en un periodo de tiempo de máxima captación.....	10
Tabla 2	Valores de tensión del sistema en función a la potencia de instalación	13
Tabla 3	Diferencias de módulos en base a su tecnología de fabricación	15
Tabla 4	Voltaje de polarización LEDS a diferentes colores.....	24
Tabla 5	Índice eficiencia de color (IRC)	25
Tabla 6	Temperatura de color	26
Tabla 7	Coeficiente de reflexión	28
Tabla 8	Factor de mantenimiento	28
Tabla 9	Radiación solar promedio en la CAC Bagua Grande (kWh/m ² /día).....	40
Tabla 10	Radiación solar promedio para el β_{opt} de la CAC	41
Tabla 11	Cargas del sistema de iluminación interior y energía consumida	44
Tabla 12	Secciones en el área de máquinas del proceso en la CAC.....	45
Tabla 13	Dimensiones generales en cada área de la CAC.....	47
Tabla 14	Dimensiones de las secciones del área de máquinas del proceso.....	49
Tabla 15	Mediciones de iluminancia interior en la CAC	63
Tabla 16	Datos de simulación Dialux en la planta CAC	69
Tabla 17	Datos de simulación Dialux en las áreas donde no existe luminarias.....	71
Tabla 18	Nuevas cargas de iluminación interior en la planta CAC.....	72
Tabla 19	Nuevas cargas en las secciones del área de máquinas.....	74
Tabla 20	Propuesta de luminarias LED en áreas donde no existe iluminación	75
Tabla 21	Comparación del sistema de iluminación actual entre el propuesto LED .	76
Tabla 22	Determinación de la corriente de proyecto.....	77
Tabla 23	Datos de fabricante paneles fotovoltaicos policristalino	78
Tabla 24	Datos de fabricante baterías para el diseño del sistema	80
Tabla 25	Datos de fabricante del controlador de carga del sistema.....	83
Tabla 26	Datos de fabricante del inversor del sistema.....	85
Tabla 27	Precio de las nuevas luminarias LED propuestas en la CAC	92
Tabla 28	Costo de luminarias LED en las secciones del área de maquinas	94
Tabla 29	Costo de luminarias LED en las áreas – (no existe iluminación).....	94
Tabla 30	Comparación de costos de ahorro según el consumo energético	95
Tabla 31	Precio de los componentes del sistema de iluminación fotovoltaico LED .	96
Tabla 32	Datos utilizados para analizar VAN y TIR	100

Índice de gráficos y figuras

Figura 1	Esquema general de distribución de la luz solar	8
Figura 2	Coordenadas de latitud y longitud	9
Figura 3	Orientación inclinada de la superficie	9
Figura 4	Trayectorias de intensidad en el sistema fotovoltaico.....	20
Figura 5	Distancia entre paneles fotovoltaicos	23
Figura 6	Vista satelital de la CAC Bagua Grande LTDA.....	34
Figura 7	Ingreso a DATA ACCESS en el aplicativo de la NASA.....	35
Figura 8	Ingreso de coordenadas geograficas de latitud y longitud	36
Figura 9	Selección de formato de descarga (radiación solar).....	36
Figura 10	Selección en la carpeta de parameters for tilted PV panel	37
Figura 11	Selección de parámetros solares inclinados a distintos ángulos	38
Figura 12	Selección de carga de datos del recurso solar	38
Figura 13	Descarga de datos de radiación solar	39
Figura 14	Resultados del recurso solar de la NASA en la CAC.....	39
Figura 15	Comportamiento del potencial energético en la CAC	42
Figura 16	Instrumentos de medición	49
Figura 17	Vista detalle fotográfica del área de acceso vehicular en la CAC	50
Figura 18	Vista detalle fotográfica del almacén de café pergamino orgánico 2	51
Figura 19	Vista detalle fotográfica del área de café exportable	51
Figura 20	Vista detalle fotográfica de caseta de vigilancia de 1er y 2do piso	52
Figura 21	Vista detalle fotográfica de la oficina del almacenero	53
Figura 22	Vista detalle fotográfica del área de estampado.....	53
Figura 23	Vista detalle fotográfica del área de máquinas del proceso.....	54
Figura 24	Vista detalle fotográfica del transformador eléctrico y pasadizo	55
Figura 25	Vista detalle fotográfica de áreas de oficina de máquinas y compresor..	56
Figura 26	Vista detalle fotográfica del pasillo 1 y servicios higiénicos	57
Figura 27	Vista detalle fotográfica del área control de calidad y pasillo 2.....	58
Figura 28	Vista detalle fotográfica de almacén de café pergamino orgánico 1	59
Figura 29	Vista detalle fotográfica almacén subproducto y oficina jefe de planta ...	60
Figura 30	Vista fotográfica de máquinas electrónicas, mallas de almacenamiento	61
Figura 31	Vista fotográfica de máquinas gravimétricas, máquinas catadoras	62
Figura 32	Ejemplo de estructura regulable de aluminio T6000 AISI 304 / SET	89

Resumen

El presente proyecto se muestra el dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas. La metodología que se utilizó es aplicada, con un nivel de investigación pre-experimental. Se evaluó el recurso solar para un ángulo óptimo de inclinación de 7.68° data meteorológica obtenida del aplicativo de la NASA, se muestra la demanda energética del sistema de iluminación interior actual con una capacidad instalada de 9 786 W, energía consumida de 28.46 kWh/día y 853.8 kWh/mes con 762.61 s./mes, se obtuvo la facturación de energía consumida de aproximadamente 2 años emitidas por EMSEU para obtener el precio promedio de energía de 0.8932 s./kWh, se estableció los requisitos de iluminancia media con la norma EM-010 para cada área en la planta de procesos de la Cooperativa Agraria Cafetalera (CAC), lo cual se utilizó el Software Dialux para la simulación de selección de luminarias, obteniendo las nuevas cargas de iluminación mediante tecnología LED con una potencia instalada de 7 798.5 W, consumo de energía de 17.33 kWh/día al mes de 519.9 kWh/mes con 464.37 s. /mes, reemplazando a las cargas existentes, lo cual también se hizo simulaciones para las áreas en donde no existe iluminación, obteniendo una carga instalada de 6 171 W, y obteniendo una carga total para el sistema de iluminación interior LED propuesto para toda la planta de procesos de la CAC de 14 200.5 W, un consumo energético de 828 kWh/mes con 762.61 s. /mes. Se dimensionó el sistema fotovoltaico con la carga total de luminarias LED, donde se muestra el cálculo de los componentes fotovoltaicos que suministrarán energía eléctrica al sistema de iluminación propuesto LED. Obteniendo un ahorro energético de 8 947.2 s. /año implementando las cargas de iluminación LED, asimismo se tiene un ahorro monetario de 15 488.94 s. /año con el sistema fotovoltaico con un periodo de retorno de inversión a los 10 años; tomando una tasa de interés de 3% obteniendo un VAN de 165 069.43 s. / y un TIR 8% concluyendo rentable el proyecto.

Palabras clave: Iluminación, reducción de costos, consumo energético, radiación solar, sistema fotovoltaico, autónomo, evaluación económica.

Abstract

This project shows the dimensioning of an LED photovoltaic lighting system to reduce costs in the process plant of the CAC Bagua Grande LTDA - Amazonas. The methodology used is applied, with a level of pre-experimental research. The solar resource was evaluated for an optimal inclination angle of 7.68° meteorological data obtained from the NASA application, the energy demand of the current interior lighting system is shown with an installed capacity of 9 786 W, energy consumed of 28.46 kWh/day and 853.8 kWh/month with 762.61 s./month, the billing of energy consumed for approximately 2 years issued by EMSEU was obtained to obtain the average energy price of 0.8932 s./kWh, the average illuminance requirements were established with the EM-010 standard for each area in the process plant of the Agrarian Coffee Cooperative (CAC), which used the Dialux Software to simulate the selection of luminaires, obtaining the new lighting loads using LED technology with an installed power of 7 798.5 W, energy consumption of 17.33 kWh/day per month of 519.9 kWh/month with 464.37 s./month, replacing the existing loads, which were also simulated for areas where there is no lighting, obtaining an installed load of 6 171 W, and obtaining a total load for the LED interior lighting system proposed for the entire plant of processes of the CAC of 14 200.5 W, an energy consumption of 828 kWh/month with 762.61 s./month. The photovoltaic system was dimensioned with the total load of LED luminaires, where the calculation of the photovoltaic components that supplied electrical energy to the proposed LED lighting system is shown. Obtaining an energy saving of 8 947.2 s./year implementing the LED lighting loads, there is also a monetary saving of 15 488.94 s./year with the photovoltaic system with a payback period of 10 years; taking an interest rate of 3% obtaining a VAN of 165 069.43 s./ and an 8% TIR concluding the project profitable.

Keywords: lighting, cost reduction, energy consumption, solar radiation, photovoltaic system, autonomous, economic evaluation.

I. INTRODUCCIÓN

En el ámbito mundial se ha visto un avance tecnológico progresivo de desarrollo de energías renovables, pioneros de un nuevo tipo recurso energético en los países desarrollados como EE. UU, China, Europa, Rusia, estableciéndose como una de las importantes fuentes de generación de electricidad. Poseen un enorme potencial para minimizar los costos y los impactos ambientales, por lo cual la competitividad de energía eléctrica renovable ha mejorado todavía a un más la seguridad energética con la confiabilidad de que logren suplir a las fuentes de energía mediante combustibles fósiles donde ocasionan gradualmente el aumento de contaminación del efecto invernadero (IEA, 2022).

En una época de hace más de 100 años, Nikola Tesla explico que la producción de energía eléctrica proclamaba la necesidad de encontrar una fuente que permitiese a la humanidad un desarrollo que solo debía proceder de una energía limpia, barata y exuberante, renovable y basada en los recursos propios del mundo, la energía solar, la geotérmica, la eólica (Delgado, 2017).

En el Perú se dispone de una capacidad solar bastante fuerte, debido a sus varios sitios donde incide alta radiación solar, en donde se podrían realizar la producción de energía eléctrica limpia para abastecer el consumo energético y reemplazar a la energía eléctrica convencional que se viene consumiendo, así mismo aprovechar el campo de iluminación LED siendo más eficiente para ahorrar energía en un 90% en donde pueden ser de gran utilidad, en industrias, hospitales, colegios, edificios, viviendas, calles y avenidas; uno de ellos en donde se va a aplicar este proyecto es al sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la Cooperativa Agraria Cafetalera Bagua Grande LTDA (CAC) situada en el departamento de Amazonas, donde se encuentra las luminarias convencionales de alto consumo de energía eléctrica como también existen luminarias LED instaladas sin conocimiento o estudio previo si cumple con la iluminación requerida en su entorno para cada área sin ninguna normativa para sus instalaciones interiores de iluminación y asimismo la falta de alumbrado en algunas áreas oscuras de la planta CAC, lo cual provoca la ausencia de visualización por los trabajadores que pueden provocarse accidentes en su trabajo laboral, de la misma forma para el suministro de energía eléctrica conectada a la red en el sistema de distribución donde el servicio eléctrico

en la planta no es continuo presentando fallas en las luminarias (cortocircuitos) y alto consumo energético a la planta CAC, de este modo se dimensionara un sistema fotovoltaico de generación de energía eléctrica que suministrará al sistema propuesto de iluminación interior LED cumpliendo con los requisitos de iluminancia media que establece la norma EM-010, reduciendo el consumo energético y la alta facturación de electricidad.

A base de esta realidad, vamos a proceder a establecer la formulación del problema: ¿De qué manera influirá el dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas?.

El diseño, materia de la presente realidad problemática, se justifica mediante un aspecto social, esta investigación beneficiará a enfrentar una crisis energética en la sociedad, de este modo se vio la necesidad de producir electricidad para que el alumbrado interior de la planta Cooperativa Agraria Cafetalera (CAC) cuente con energía eléctrica de manera continua contando con días de autonomía de la generación de electricidad por el sistema fotovoltaico, de esta manera estableciendo nuevas oportunidades de desarrollo en la industria, residencial, empresas, hospitales, entre otros de acuerdo a la necesidad del entorno; justificación tecnológica, este estudio implementa estrategias de energía renovable, el uso de fuentes de energía solar, donde se pueden realizar cálculos fotovoltaicos en la instalación de generación de energía antes mencionada, lo que lleva a avances tecnológicos que continúan creciendo junto con la investigación, ayudando a los jóvenes a enfocarse en el estudio de energías renovables; justificación de económica, esta investigación permitirá mitigar los altos costos de electricidad e instalación del módulo fotovoltaico, como también ofreciendo a los trabajadores aumentando la generación de empleos en la sociedad; justificación ambiental, esta investigación contribuye a reducir la contaminación ambiental, incidiendo positivamente en el efecto invernadero, aprovechando así las fuentes de radiación solar provocadas por el sol, para atender a la producción de electricidad limpia, mejorando de forma progresiva la vida diaria de los ciudadanos ofreciéndoles un impacto positivo en su salud, así mismo contribuyendo a la madre naturaleza en el cuidado de la flora y fauna para asegurar un bienestar sostenible para futuras generaciones en la sociedad.

Con base a esta realidad problemática se ha planteado el objetivo general de esta investigación que consistirá en: Dimensionar un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas; y para ello se han considerado para esta investigación los siguientes objetivos específicos: i) Evaluar el recurso de energía solar en la zona de estudio del proyecto. ii) Determinar la máxima demanda de consumo energético del sistema iluminación interior actual. iii) Simular el sistema de iluminación interior LED con el software Dialux. iv) Dimensionar el sistema fotovoltaico para cubrir la demanda de iluminación interior propuesto LED. v) Evaluar análisis de costos y retorno de inversión del proyecto.

Teniendo presente todo lo analizado referente a la problemática y habiendo formulado el problema, se expone la siguiente hipótesis de esta investigación: Si influirá para la reducción de costos y consumo energético si se implementa un sistema de iluminación fotovoltaico LED en la Cooperativa Agraria Cafetalera (CAC) Bagua Grande LTDA.

II. MARCO TEÓRICO

Para desarrollar la presente tesis de investigación, nos remitimos a la variedad de estudios relacionados, sobre sistemas de generación de energía fotovoltaica, que se han realizado previamente, en el contexto internacional tenemos los siguientes:

Realizo (Mariño, 2021), en su artículo científico un “Diseño de un sistema de iluminación con energía solar fotovoltaica para la Universidad Antonio Nariño Sede Cúcuta”, tuvo como objetivo general mejorar la iluminación de la Universidad. La metodología realizada se basó en sistemas fotovoltaicos, donde se evaluó el recurso solar $4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ del Atlas Solar de Colombia, se procedió a determinar la demanda máxima de consumo energético de las luminarias LED. Obteniendo como resultados una demanda máxima de $4\ 220 \text{ W}$ determinando una energía total de 21.10 kWh/día , con 12 paneles policristalinos de 430 W , baterías de 24 voltios, estimación total de la potencia del controlador de carga de 21.36 kW , una familia de inversores monofásicos de $3.3/4.0/4.6/5.0 \text{ kW}$ compartiendo el mismo volumen general, concluyendo el retorno de inversión en 4 a 6 años.

En forma similar (Gutiérrez, 2018), realizó en su tesis “Iluminación eficiente y diseño de un sistema fotovoltaico para un museo”, así de la misma conceptualización la metodología utilizada, está basada a los diseños de iluminación fotovoltaica, tuvo como objetivo general abastecer energía eléctrica al sistema de iluminación. Desarrollo una metodología basada a la medición de máxima demanda y consumo de energía mediante un equipo E-Mon IDR Interval Data Recorders para dimensionar el sistema fotovoltaico. Obteniendo como resultados una energía consumida y demanda máxima de tres años, 2015 de $100.749 \text{ kWh} - 264 \text{ kW}$, 2016 de $92.973 \text{ kWh} - 245.8 \text{ kW}$, 2017 de $53.800 \text{ kWh} - 152.2 \text{ kW}$, considero para el cálculo el año 2016 al 2017 por la mayoría del levantamiento de cargas de iluminación cambiadas a led en ese año, con una cantidad de 2 048 celdas solares de 225 W , 11 inversores de 50 kW , 10 rollos de 100 m cable solar de 12 AWG, 1 024 soportes para 2 paneles solares, 260 tuberías Conduit de acero $1/2''$ de 3 m, un presupuesto inicial del proyecto de $\$13\ 474\ 109.52$, tomando un periodo simple de recuperación de 11 años sin considerar la inflación, concluyendo el proyecto rentable.

En su artículo científico (Kumar y Kumar, 2022), desarrollo un “Diseño de un sistema de iluminación LED utilizando células fotovoltaicas alimentadas por energía solar para un complejo comercial propuesto”, expreso como objetivo utilizar iluminación tipo LED para mitigar el consumo energético y así mismo diseñar un sistema solar fotovoltaico eficaz de manera autónoma. Desarrollando una metodología para predecir el uso de energía solar con fines comerciales, determino la demanda anual de energía considerando iluminación tipo LED, lo cual estimo para la radiación solar de 1 713 kWh/m²/año con un ángulo de inclinación óptimo de 49.34° y otros ángulos solares utilizando el software keisan online calculator, donde estos valores se introdujeron al software PVSYST, representando una carga total instalada de 190 830.760 kWh/año, obteniendo como resultados 6 102 módulos fotovoltaicos (6 en serie y 1 017 en paralelo) de silicio policristalino de 150 W, con un conjunto de baterías de 512 (16 en serie y 32 en paralelo) de iones de litio, con un conjunto del controlador de carga de una potencia de 128 kW, un conjunto de inversores de 500 kW, concluyendo que la instalación del sistema fotovoltaico siendo económicamente viable.

Así mismo se relacionó estudios de investigación de generación fotovoltaica, abarcando el contexto nacional tenemos los siguientes:

En su tesis (Valdiviezo, 2021), realizo un “Diseño de sistema LED, basado en energía solar, para iluminar ambientes en la Universidad de Piura”, tuvo como objetivo general. Realizar un estudio actual de los ambientes para el cambio de luminarias mediante tecnología LED, así mismo determinar el consumo energético. Inicialmente en su metodología determino la carga total instalada, tomo data del recurso solar del aplicativo de la NASA, utilizo el software Dialux para las visualizaciones fotorrealistas de iluminación de interiores y exteriores de acuerdo a la norma EM-010. Obteniendo una potencia instalada de 3 920 W, una energía consumida de 27.19 kWh/día mediante la simulación se tuvo 15.8 kWh/día con luminarias LED generando ahorro energético y así la reducción de costos, 144 paneles de 320 Wp, 24 reguladores de 50 A tipo PWM, 192 baterías estacionarias Ultracell de 600 Ah, 6 inversores con una potencia de salida de 3 000 VA y 48 V de entrada, seleccionó un conductor THW-90 a una máxima temperatura de operación de 90°, un costo inicial total de inversión de s./ 731 141.43, un precio de energía fotovoltaica de 0.5 s./kWh, evaluó el retorno de inversión en el intervalo de 20 años siendo no rentable financieramente, concluyendo

asociarse con alguna entidad del estado aplicada a la generación de energías renovables con el fin de encargarse con el costo inicial del proyecto, para la inversión de conductores y tomacorrientes la entidad se encarga de comprar estos suministros con un costo inicial de s./ 102 721.91 teniendo un retorno de inversión entre los 8 y 9 años siendo viable económicamente.

En su tesis (Quiroz y Segura, 2019), realizó un “Estudio de implementación de sistema de iluminación LED con suministro fotovoltaico para el colegio 16003 Miraflores – Jaén”, obtuvo como metodología acceder al colegio para determinar la potencia instalada de todas las luminarias, data del recurso solar de la NASA con ángulos de inclinación de 0°, 5°, 20° y 90°, finalmente se analizó económicamente el proyecto. Obteniendo como resultados, una carga instalada total de las luminarias existentes de 11 256 W e implementando iluminación mediante tecnología LED se tuvo una carga total instalada de 2 760 W, se tomó el ángulo de inclinación de mayor recurso solar de 5° con 3.93 kWh/m²/día, un total de 20 paneles (10 en paralelo y 2 en serie) policristalinos TALESUN con una potencia de 325 Wp y 24 V, 2 reguladores MPPT de 60 A, 8 baterías Rolls (4 en paralelo y 2 en serie) de 12 V capacidad nominal de 963 Ah, un inversor ABB de 9 000 W, teniendo sección del conductor THW de 16 mm² y 50 mm², fusibles NH Gg de 690, tuvo como costo total de inversión del proyecto de s./ 84 170.8, un VAN con valor mayor a cero de s./ 25 405.46, un TIR de 17% concluyendo el proyecto rentable.

En su artículo científico (Malpartida y Fuentes, 2019), evaluó una “Iluminación fotovoltaica en plazas y parques del puerto ilo”, tuvo como objetivo general. Demostrar la factibilidad de reemplazar las luminarias existentes en plazas y parques. En su metodología desarrollo, tomar una muestra de estudio en el parque, el minero del distrito de Pacocha, y determinar la máxima demanda total instalada, tomando información el recurso solar de Atlas del Perú y una data meteorológica satelital de la NASA. Obtuvo como resultados 32 luminarias ornamentales de 100 W con una potencia instalada de 3 200 W, coincidiendo la irradiación solar de 5 kWh/m², utilizó el software Dialux para la simulación del sistema obteniendo 20 luminarias LED Chip Bridge lux de 120 W cada una a 6 metros de altura, panel de 130 W monocristalino por cada luminaria LED, controlador de 18 a 40 V, batería de litio Life-PO4 de 12,8 V/86 Ah con 3 días de autonomía, con un presupuesto inicial de s./ 50 000 y un retorno de inversión a los 4.3 años concluyendo el proyecto viable para su ejecución.

También se abarco estudios de generación fotovoltaica, relacionado al contexto local tenemos los siguientes:

En su artículo científico (Mejía, 2019), realizo un “Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica”, tuvo como objetivo general cubrir la demanda energética del laboratorio. Utilizo una metodología a base de diseños fotovoltaicos, obteniendo data del recurso solar de la NASA, teniendo 3,88 kWh/m²/día, con una demanda de energía consumida de 7 056 Wh/día. Obtuvo como resultados 28 paneles policristalinos de 135 Wp (4 en serie y 7 en paralelo), un controlador de 85 A MPPT 150/85, un inversor monofásico Phoenix de 48 VCD/230 VCA potencia 4 000 W, 24 acumuladores de plomo ácido de 85 Ah de 12 VCD para 2 días de autonomía, concluyendo económicamente viable el proyecto.

En la investigación de su tesis (Florián, 2021), realizo un “Dimensionamiento de un sistema eléctrico fotovoltaico para la demanda eléctrica del taller de procesos de manufactura de la Universidad Politécnica Amazónica”. Tuvo inicialmente como metodología tomar data de la luz solar de la NASA, así también determinando la demanda máxima instalada. Obtuvo como resultados una radiación solar de 4.02 kWh/m²/día, para un ángulo de inclinación óptimo de 7.66°, una carga total instalada de 8 487 W, 24 paneles de monocristalino Spolar PV de 500 Wp, un inversor híbrido X3-Hybrid MPPT una potencia de salida de 10 kW, 2 baterías LG Chem de 63 Ah, selección del cable CENTELSA fotovoltaico PV XLPE de 2000 V a 90° SR, portafusibles de 10 A, 20 A, 32 A, y un interruptor termomagnético trifásico de 16 A, una varilla puesta a tierra de cobre 5/8" x 2.40 m, con un costo de inversión inicial de s./ 87 369.00 resultando el retorno de inversión con el banco de baterías de a los 29.35 años siendo no rentable el proyecto y considerando sin el banco de baterías se obtuvo el retorno de inversión a los 14.97 años, concluyendo el proyecto es viable.

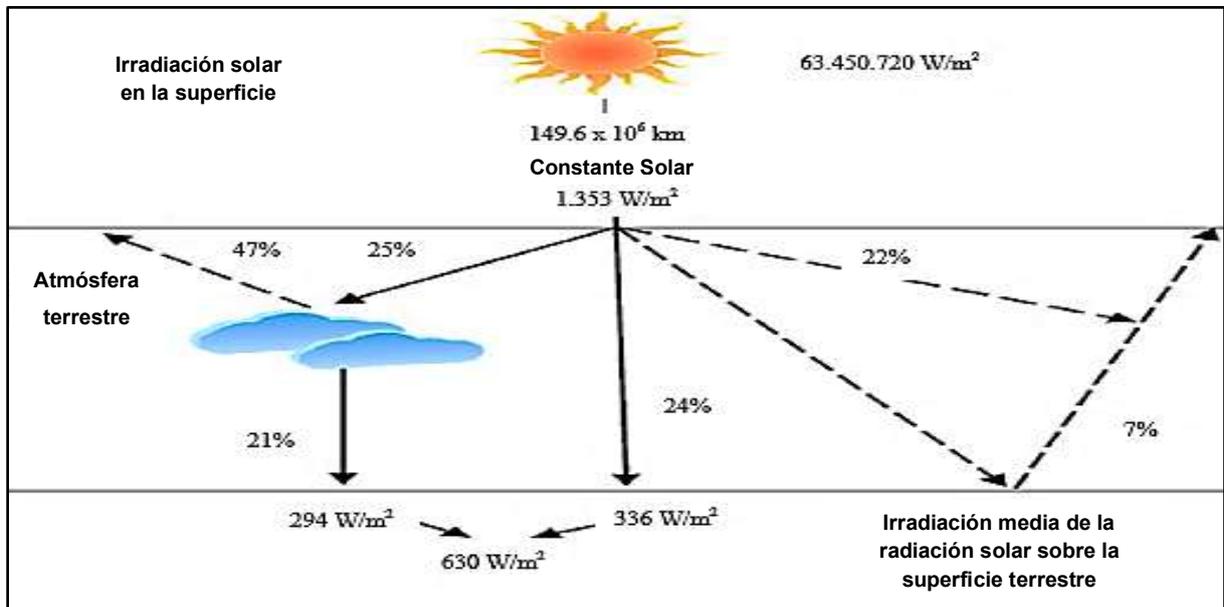
Así también se involucraron bases teóricas que nos ayudaran a desarrollar esta investigación, que se presenta en los contextos siguientes:

Con base a la variedad de energías renovables, son fuentes que producen de manera continua que se pueden aprovechar. Define (Mendez y Cuervo, 2011), que la energía solar fotoeléctrica, la radiación solar, es una forma de energía emitida por el Sol y que llegan a la superficie de la Tierra como consecuencia de las reacciones

nucleares que viajan a través del espacio que se producen en el Sol, se muestra en la figura (1).

Figura 1

Esquema general de distribución de la luz solar



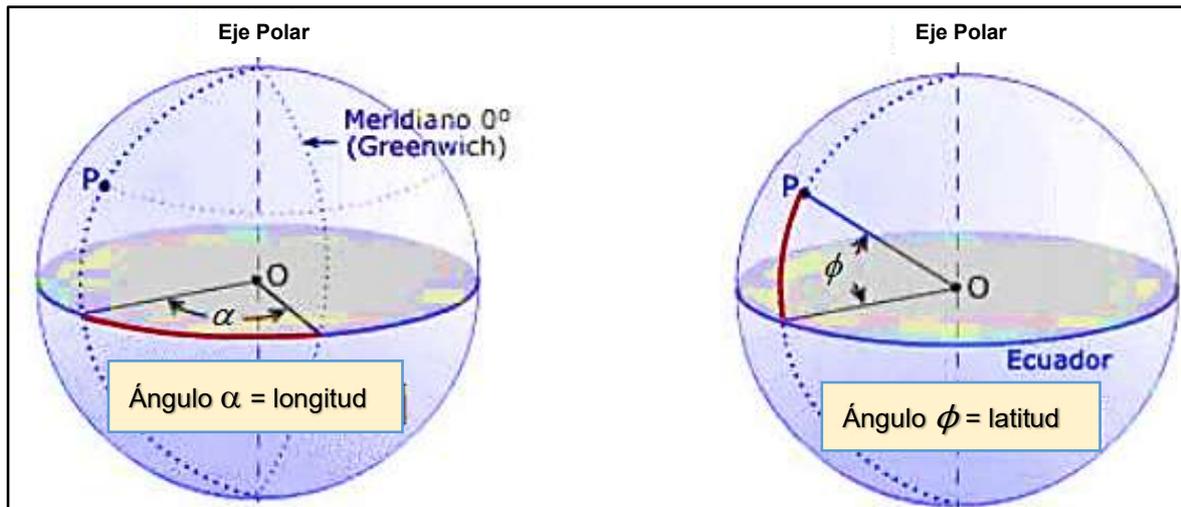
Nota. Tomado de Méndez y Cuervo (2011).

Con base a las coordenadas solares (Mejía, 2019), especifica que, para determinar el recurso solar en el punto de estudio, se debe conocer la latitud y longitud, lo que permite conocer la ubicación exacta de cualquier punto de la Tierra.

- ✓ **Latitud (I u \emptyset):** Es una distancia angular, medida a lo largo del Meridiano de Greenwich, que va del ecuador al punto de ubicación del lugar. Siempre es $< 90^\circ$, si el lugar de ubicación es en el Norte (N) se encuentra en el hemisferio Norte; y Sur (S), se encuentra en el hemisferio sur (Mejía, 2019, p. 14).
- ✓ **Longitud (L):** Es la línea que recorren del polo norte a polo sur, marcando en el este-oeste una posición en ángulos rectos de un punto en el ecuador hasta el Meridiano de Greenwich, esta longitud tiene que ser siempre $< 180^\circ$; si el lugar de ubicación está a la izquierda la longitud es hacia el oeste (LW), y si se encuentra a la derecha la longitud es en dirección hacia el este (LE). En la figura (2), se presenta las coordenadas geográficas de latitud y longitud con sus respectivos ángulos (Mejía, 2019, p. 14).

Figura 2

Coordenadas de latitud y longitud

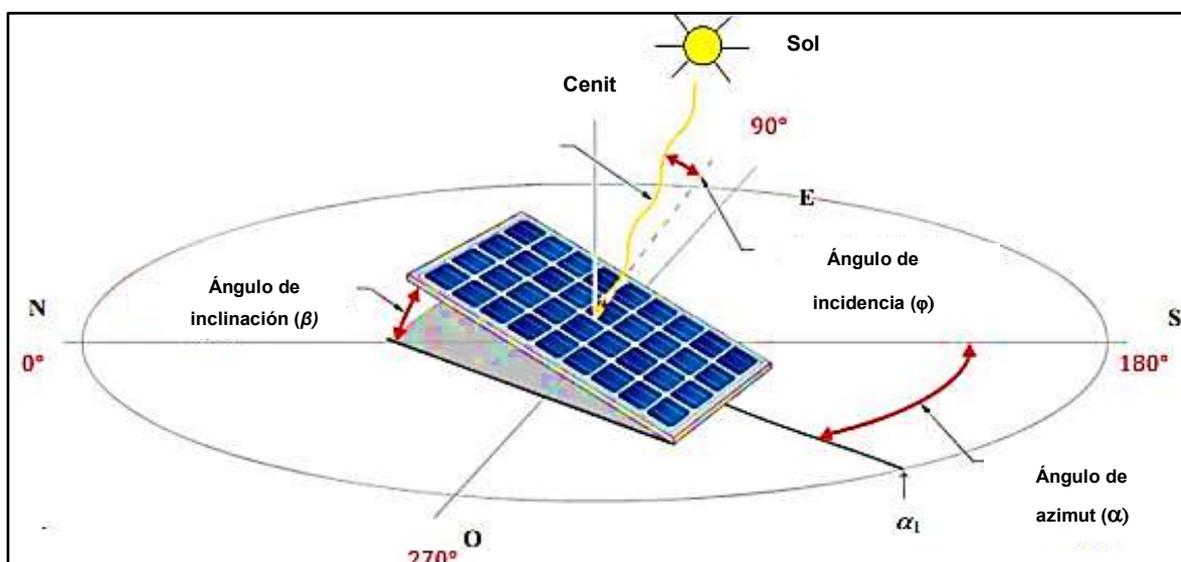


Nota. Tomado de Mejía (2019).

Para el módulo de generación fotovoltaico se debe tener una dirección e inclinación fijas, en la cual se tiene mediante la inclinación óptima (β_{opt}) que es un valor constante dependiendo de la latitud de la ubicación del lugar y un ángulo de azimut (α) debe ser nulo en función a la captación de radiación solar (Castejón y Santamaria, 2010, p. 13). Todo ello determina la inclinación y orientación de las celdas fotovoltaicas en sus instalaciones fijas, se muestra en la figura (3) (Rios y Benavides, 2017).

Figura 3

Orientación inclinada de la superficie



Nota. Tomado de Rios y Benavides (2018).

Para calcular el ángulo de inclinación óptima de los módulos solares se utiliza la ecuación (1) (Castejón y Santamaria, 2010).

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 x |\phi| \quad (1)$$

Donde β_{opt} es el ángulo óptimo de inclinación (grados sexagesimales), $|\phi|$ es la latitud de ubicación del lugar, en valor absoluto sin grados, si los datos obtenidos del recurso solar nos muestran a un ángulo de captación de energía solar dado por un aplicativo meteorológico que no es el β_{opt} , en este caso se tendrá que interpolar para determinar el intervalo de radiación solar a ese β_{opt} . Según el tipo y la duración del uso del generador solar, también se pueden aplicar fórmulas cruciales adicionales, como se indica en la tabla (1).

Tabla 1

Inclinación óptima en un periodo de tiempo de máxima captación

Tipo de instalación	Uso	Captación máxima	Inclinación óptima
Conectadas a red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Nota. Tomado de Ríos y Benavides (2018).

Hay aplicaciones en las que no se utiliza el criterio de captación de energía máxima para determinar el ángulo de inclinación del panel. Existen lugares que son frecuentes las nevadas, se requiere de inclinaciones cercanas a los 90° para evitar acumulaciones en la superficie del panel. En zonas desérticas, es necesaria una inclinación mínima de 45° para evitar la acumulación de arena. En regiones tropicales lluviosas se requiere una inclinación mínima de 30°. La irradiación media anual global diaria horizontal se puede utilizar para determinar la inclinación y el azimut ideales mientras se tiene en cuenta la latitud y el azimut cero de la ubicación (Castejón y Santamaria, 2010), se utiliza la ecuación (2).

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2} \text{ kWh/m}^2 \quad (2)$$

Donde $G_a(\beta_{opt})$ es el valor promedio anual de irradiación global sobre una superficie inclinada óptima (kWh/m^2), $G_a(0)$ promedio anual de irradiación global horizontal (kWh/m^2). Las pérdidas deben tenerse en cuenta para obtener un resultado más preciso, creado por factores ambientales (como el viento), inclinación y orientación menos que ideal, utilizando el coeficiente de reducción de energía conocido como factor de irradiación (FI), se muestra la ecuación (3) y (4) (Castejón y Santamaria, 2010).

- ✓ Para ángulos de inclinación: $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$:

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times \alpha^2 \right] \quad (3)$$

- ✓ Para ángulos de inclinación de: $\beta \leq 15^\circ$:

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad (4)$$

Donde FI es el factor de irradiación (adimensional), β inclinación real de la superficie ($^\circ$), α azimut de la superficie ($^\circ$). Los círculos máximos del meridiano que pasa por los polos perpendiculares al Ecuador determinan ángulos para los módulos solares.

- ✓ **Ángulo de inclinación (β):** Es el ángulo que forma los paneles solares con la superficie en el eje horizontal y vertical, se visualiza en la figura (3).
- ✓ **Ángulo de azimut (α):** Es un ángulo de proyección que mide la desviación con respecto al eje horizontal de la superficie con el módulo solar y el meridiano del sitio, si el módulo está en dirección al sur es 0° , al este es menos 90° , oeste más 90° , se visualiza en la figura (3).
- ✓ **Ángulo de incidencia (φ):** Es un ángulo de captación del recurso solar sobre la superficie, se visualiza en la figura (3).

El recurso energético en los sistemas fotovoltaicos es mediante la radiación solar, que es una fuente de energía inagotable en cualquier ubicación geográfica a libre uso; que se trabaja con base a datos de radiación media mensual donde se pueden consultar en, PVGYS, H – World y el aplicativo de la NASA (Díaz y Carmona, 2010, p. 31). En el consumo energético (Rodríguez et al., 2018), determina que para calcular la potencia total instalada (P) se debe tener en cuenta una ficha de registros de los equipos en total con su potencia y la cantidad de equipos existentes que consumen energía, para el cálculo se utiliza la ecuación (5).

$$P = Ce \times Pnu \quad (5)$$

Donde P es la potencia total (W), Ce es la cantidad de dispositivos o equipos, Pnu es potencia unitaria nominal (W). Determinamos el consumo de energía diario de las cargas instaladas en función del tiempo de entrada de energía (Mejía, 2019, p. 60), se utiliza la ecuación (6).

$$Edm = \sum_{i=1}^n (P \times t) \quad (6)$$

Donde Edm es el consumo diario medio de las cargas (Wh/día), i elemento considerado, t es el tiempo (horas).

Para el dimensionamiento se dispone todas las cargas de corriente de CC y CA considerando la eficiencia del regulador en CD y del inversor en las cargas de CA, debido a que existen pérdidas de potencia como valores orientativos que pueden utilizarse, $n_i = 0,90$, $n_r = 0,95$, $n_{bat} = 0,85$ y $n_{cond} = 0,98$, se calcula con la ecuación (7) (Perpiñán, 2013).

$$E_{dm,sfv} = \frac{\frac{E_{dm,CD}}{n_r} + \frac{E_{dm,CA}}{n_i}}{n_{bat} \times n_{cond}} \quad (7)$$

Donde $E_{dm,sfv}$ consumo medio diario de energía, considerando las eficiencias para el cálculo del sistema fotovoltaico (Wh/día), $E_{dm,CD}$ la energía diaria media en corriente directa (Wh/día), $E_{dm,CA}$ es la energía diaria media en corriente alterna (Wh/día), n_i eficiencia del inversor, n_{bat} eficiencia de baterías, n_{cond} eficiencia del conductor.

Para determinar el consumo diario o carga corregida se utilizará la ecuación (8) (Mejía, 2019, p. 62).

$$Q = \frac{E_{dm,sfv}}{V_{n,gen}} \quad (8)$$

Donde Q es la carga corregida de demanda de energía (Ah/día), $E_{dm,sfv}$ consumo medio diario de energía (Wh/día), $V_{n,gen}$ voltaje nominal de generación (V). Se determina el voltaje de generación con respecto a la sumatoria de potencia nominal unitaria o potencia total de instalación, se utiliza la tabla (2) (Salamanca, 2017).

Tabla 2

Valores de tensión del sistema en función a la potencia de instalación

Potencia	Tensión nominal
$P < 1\,500\text{ WP}$	12 V
$1\,500 < P \leq 5\,000\text{ WP}$	24 V o 48 V
$P > 5\,000\text{ WP}$	48 V o 120 V

Nota. Tomado de Salamanca (2017).

Para determinar la corriente que deben proporcionar los módulos fotovoltaicos para alcanzar la capacidad especificada. Teniendo el valor del consumo diario corregido entre las horas de radiación solar diario, según el ángulo óptimo obtenido, la corriente del proyecto se determina con el mes más desfavorable (Mejía, 2019), se utiliza la ecuación (9).

$$I_{proyecto} = \frac{Q}{HSD_{crit}} \quad (9)$$

Donde $I_{proyecto}$ es la corriente del proyecto (A), Q carga corregida de demanda de energía (Ah/día), HSD_{crit} son las horas de radiación solar diario (kWh/m²/día).

Conceptualiza (Díaz y Carmona, 2010), el panel solar o placa solar está formado por un conjunto de células a corriente continua. Por lo tanto, la matriz fotovoltaica no es necesariamente ser un número divisible, consta de ramas en paralelo (P) y en serie (S), se calcula con la ecuación (10) (Arno et al., 2016, p. 373).

$$N_{T,paneles} = N_{p,paralelo} \times N_{p,serie} \quad (10)$$

Donde $N_{T,paneles}$ es el número de paneles en total, $N_{p,paralelo}$ cantidad de placas solares en paralelo, $N_{p,serie}$ cantidad de placas solares conectadas en serie. Para calcular la cantidad de placas solares en paralelo se utilizará la ecuación (11) y en serie mediante la ecuación (12) (Mejía, 2019).

$$N_{P,Paralelo} = \frac{I_{Proyecto}}{F_R \times I_{P,Operacion}} \quad (11)$$

$$N_{P,serie} = \frac{V_{n,gen}}{V_{n,p}} \quad (12)$$

Donde $N_{P,Paralelo}$ cantidad de placas solares conectadas en paralelo, $I_{Proyecto}$ corriente del proyecto o corriente del módulo solar (A), F_R factor de degeneración de la placa solar, por polvo o envejecimiento, $I_{P,Operacion}$ corriente operación del panel (A) o también corriente de potencia máxima del panel, $N_{P,serie}$ cantidad de paneles en serie, $V_{n,gen}$ voltaje nominal del sistema generación (V), $V_{n,p}$ voltaje nominal del panel (V). Para determinar la potencia del sistema de producción de energía fotovoltaica, se utiliza la ecuación (13).

$$P_{n,gen} = N_{P,serie} \times N_{P,Paralelo} \times P_{max,P} \quad (13)$$

Donde $P_{n,gen}$ es la potencia nominal de producción fotovoltaica (W), $P_{max,P}$ potencia máxima de la celda solar (W).

Para los tipos de celdas solares según la tecnología de fabricación, tenemos, monocristalino, policristalino, amorfo, como se muestra en la tabla (3) (Díaz y Carmona, 2010, p. 13).

Tabla 3

Diferencias de módulos en base a su tecnología de fabricación

Silicio	Rendimiento de laboratorio	Rendimiento directo
Monocristalino	0.24	0.15 a 0.18
Policristalino	0.19 a 0.20	0.12 a 0.14
Amorfo	0.16	< 0.10

Nota. Tomado de Díaz y Carmona (2010).

Para medir la acumulación de energía eléctrica diaria, el estudio se basa en la cantidad de los días de autonomía, es necesario calcular la capacidad nominal del banco de baterías, tomando un factor de profundidad de descarga diaria máxima y un factor de corrección por temperatura, determinando la cantidad de acumuladores en paralelo y en serie, se calcula con la ecuación (14) la capacidad nominal del banco de baterías (Castejón y Santamaria, 2010, p. 80).

$$C_{B,baterias} = \frac{Q \times A}{PD_{max} \times F_{CT}} \quad (14)$$

Donde $C_{B,baterias}$ es la capacidad del banco de baterías (Ah), Q consumo diario corregido (Ah), A cantidad de días de autonomía, PD_{max} factor de profundidad de descarga diario máximo, F_{CT} factor de corrección por temperatura.

Para determinar la cadena total de baterías de abastecimiento de electricidad producida por el módulo fotovoltaico (Mejía, 2019), se utiliza la ecuación (15).

$$N_{T,baterias} = N_{b,paralelo} \times N_{b,serie} \quad (15)$$

Donde $N_{T,baterias}$ es el número total de baterías, $N_{b,paralelo}$ y $N_{b,serie}$ cantidad de baterías en paralelo con la ecuación (16) y en serie ecuación (17).

$$N_{b,paralelo} = \frac{CB_{baterias}}{C_{n,bateria}} \quad (16)$$

$$N_{b,serie} = \frac{V_{n,gen}}{V_{n,bateria}} \quad (17)$$

Donde $N_{b,paralelo}$ es el número de baterías en paralelo, $CB_{baterias}$ capacidad del banco de baterías (Ah), $C_{n,bateria}$ capacidad nominal de la batería (Ah), $N_{b,serie}$ cantidad de baterías conectadas en serie, $V_{n,gen}$ voltaje nominal de generación (V), $V_{n,bateria}$ voltaje nominal de la batería (V). Así mismo se determinó el voltaje neto de operación de las baterías, se muestra en la siguiente ecuación (18).

$$V_{neto,baterias} = V_{conjunto} - (e_{t,^{\circ}c} - e_{\Delta v,conductores}) \quad (18)$$

Donde $V_{neto,baterias}$ es el voltaje neto de las baterías (V), $e_{t,^{\circ}c}$ efecto por temperatura, $e_{\Delta v,conductores}$ efecto de variación de los conductores, 55 °C por el efecto por temperatura del módulo y 3 % para efecto de variación de conductores (Chakraborty et al., 2015). Para determinar el voltaje conjunto de los paneles solares, se determinará con la ecuación (19), el voltaje neto al banco de baterías tiene que ser inferior al voltaje conjunto de los paneles solares, de no cumplir se tendrá que seleccionar otro panel fotovoltaico.

$$V_{conjunto} = V_{ope,panel} \times N_{P,serie} \quad (19)$$

Donde $V_{conjunto}$ es el voltaje del conjunto de paneles solares (V), $V_{ope,panel}$ voltaje de operación de la celda solar (V), $N_{P,serie}$ cantidad de paneles en serie.

Para el sistema del regulador (Mejía, 2019), se deberá determinar la corriente de entrada máxima y la corriente de salida máxima que debe soportar el controlador, con la máxima corriente que proporciona el generador solar, la corriente de salida del regulador debe ser mayor a la corriente de operación del generador se utiliza la ecuación (20), la máxima corriente del generador fotovoltaico ecuación (21).

$$I_{oper,G} = I_{oper,panel} \times N_{P,Paralelo} \quad (20)$$

Donde $I_{oper,G}$ es la corriente del generador solar en su punto de operación (A), $I_{oper,panel}$ la corriente de operación de la placa solar (A), $N_{P,Paralelo}$ cantidad de placas solares conectadas en paralelo.

$$I_{max,G} = I_{SC,G} = I_{SC} \times N_{P,Paralelo} \quad (21)$$

Donde $I_{max,G}$ es la máxima corriente del generador solar fotovoltaico (A), $I_{SC,G}$ corriente cortocircuitos del sistema solar fotovoltaico (A), I_{SC} corriente de cortocircuito de la celda solar (A). La selección del controlador o regulador de potencia debe estar determinada la corriente máxima de entrada del generador o la corriente máxima de salida, que se multiplica por el factor de seguridad de 1.25, según la corriente del controlador debe ser superior. Para determinar la corriente del subsistema de control, se utiliza la ecuación (22), (23) y (24).

$$I_{regulador} > I_{entrada} \quad (22)$$

$$I_{regulador} > F_{SC} \times I_{max,G} \quad (23)$$

$$I_{regulador} > 1.25 \times I_{sc,panel} \times N_{P,Paralelo} \quad (24)$$

Donde $I_{regulador}$ es la corriente del regulador (A), F_{SC} factor de seguridad por cortocircuito, $I_{entrada}$ flujo de corriente de entrada (A). Para controlar el flujo de energía producida por los paneles fotovoltaicos que va a las baterías se utilizará un regulador de carga (Sergio, 2014).

Para calcular la cantidad de reguladores para el sistema solar fotovoltaico se determinará con la ecuación (25), al dimensionar los reguladores, se debe utilizar un margen de seguridad para que exista una diferencia de aproximadamente un 10% - 20% entre máxima potencia generada por el campo fotovoltaico y la potencia máxima del regulador.

$$N_{Regulador} = \frac{N_{p,paralelo} \times I_{SC} + (N_{P,paralelo} \times I_{SC} \times F_{ms})}{I_{Regulador\ seleccionado}} \quad (25)$$

Donde $N_{Regulador}$ es el número de regulador, I_{SC} corriente de cortocircuito del panel (A), $I_{Regulador\ seleccionado}$ corriente del regulador de carga, (A), F_{ms} factor de margen de seguridad.

Para equipos de 220 V en CA se utilizará un inversor, define que es un equipo que convierte la corriente continua a alterna, para la medición se considera el voltaje entrada nominal y carga nominal teniendo en cuenta la tensión nominal de entrada del inversor que debe corresponder a la tensión nominal de la batería (12, 24 ó 48 V), para calcular la potencia del inversor se considera un factor de simultaneidad, se utiliza la ecuación (26) (Mejía, 2019).

$$P_{inversor} = P_{CA} \times F_S \quad (26)$$

Donde $P_{inversor}$ es la potencia nominal del inversor (W), P_{CA} potencia de las cargas en CA (W), F_S factor de simultaneidad. Para determinar el número de inversores se utilizará la ecuación (27).

$$N_{inv} = \frac{P_{inversor}}{P_{inv,seleccionado}} \quad (27)$$

Donde N_{inv} es la cantidad de inversores, $P_{inv,seleccionado}$ potencia del inversor seleccionado (W). Para el cálculo de los conductores de los sistemas solares deben ser cables flexibles con aislamiento adecuado y una adecuada cubierta de materiales térmicamente estables que no propaguen el fuego. También deben cumplir con los requisitos de intensidad de corriente (calentamiento del conductor) y caída de voltaje máximo del sistema.

Para el cálculo de secciones de conductores del diseño fotovoltaico se utilizarán normas, el reglamento técnico, “Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural” - (R.D. N° 003-2007-EM/DGE, 2007) estipula en el apartado Requisitos de sistemas fotovoltaicos – SFV- CE-4, “cuando por los cables circula la máxima corriente correspondiente, la sección debe ser adecuada para permitir caídas de tensión entre los componentes no superiores al 2%”, es decir desde la caja general del tablero eléctrico de mando y protección de utilización en la instalación hasta el generador fotovoltaico la caída de tensión debe ser inferior al 2%. Asimismo, la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y el controlador de carga deben ser menores al 3%, entre la batería y el controlador de carga la caída de tensión debe ser menor al 1%, 5% del controlador de carga y las cargas generales, en el Reglamento técnico, “especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp” - (R.D N° 030-2005-EM/DGE, 2005) que se establece para caídas de tensión de sistemas fotovoltaicos en el apartado 5.11. requisitos del cableado – CW1.

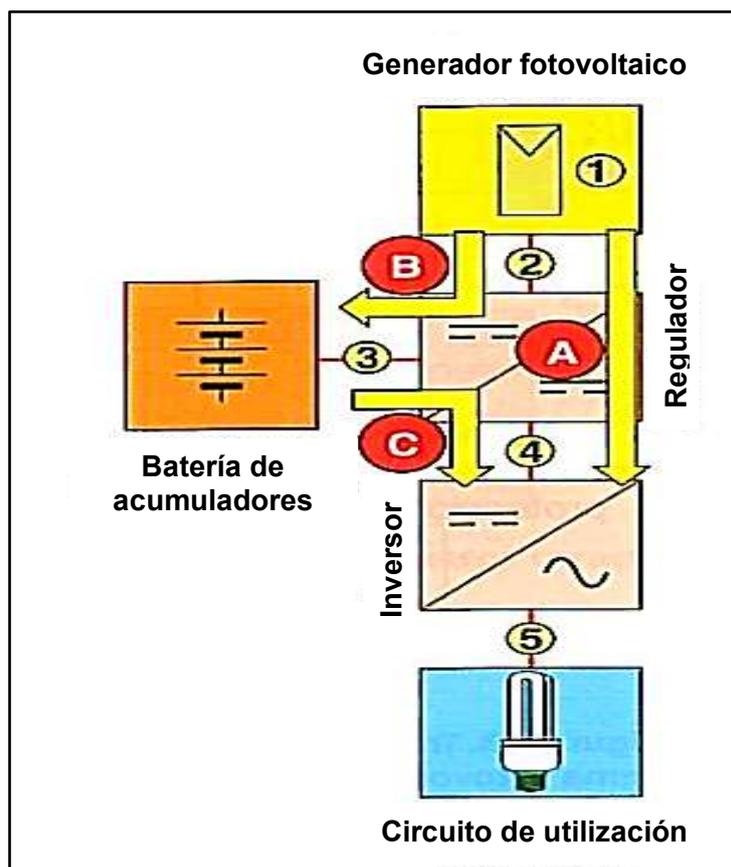
En cuanto a los voltajes, las secciones de CA suelen tener voltajes monofásicos de 220/230 V o trifásicos de 380 V, mientras que las secciones de CC suelen utilizar datos de voltaje para el sistema de acumulación en valores típicos de 12 V, 24 V o 48 V, la línea de corriente a considerar en cada uno de los tramos, se muestra en la figura (4):

- ✓ Tramo 1 es un circuito de CC que representa la intensidad de cortocircuito de un módulo solar en condiciones de CEM (condiciones estándar a medida).
- ✓ En los tramos 2 y 3, la intensidad de cortocircuito del generador solar en CEM (condiciones estándar a medida), es la corriente a tener en cuenta, es un circuito en CC.
- ✓ Tramo 4, la corriente que ingresa al inversor para su potencia nominal y tensión nominal del sistema de las baterías de acumulación. Es un circuito en CA.
- ✓ En el tramo 5, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal de utilización para cargas, es un circuito en CA.

En todos los anteriores, 1 a 5, se debe multiplicar el valor de intensidad considerado por 1.25, en cumplimiento de la instrucción ITC BT- 40, que se refiere a las instalaciones en baja tensión en el apartado 5. Cables de conexión, “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o la instalación interior no deben ser superior al 1.5% para la corriente nominal, los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima corriente del generador” (BOE, 2022).

Figura 4

Trayectorias de intensidad en el sistema fotovoltaico



Nota. Tomado de Castejón y Santamaria (2010).

El cálculo de caída de tensión se utilizará la ecuación (28) o la ecuación (29), para sistemas monofásicos en corriente alterna.

$$S = \frac{\rho \times 2 \times L \times I}{U} \quad (28)$$

$$S = \frac{200 \times l \times I}{\Delta U \% \times U \times \gamma_{\theta}} \quad (29)$$

Donde S es la sección del conductor (mm^2), ρ resistividad del conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$), L y l longitud (m), U caída de tensión o caída de tensión en línea, en línea trifásica CA – 380 (V), en línea monofásica CA - 220 (V), y en corriente directa hay voltajes 12 V, 24 V, 48 V, I corriente (A), $\Delta U \%$ caída de tensión permitida máxima en porcentaje de la tensión de la línea (V), γ_{θ} conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$). Se aplica un factor de corrección en función del número de cables multiconductores si existe una agrupación de conductores en una misma línea, como es el caso del tramo desde el conjunto de paneles hasta el regulador si se calcula la sección del conductor mediante calentamiento se considera la temperatura promedio y la corriente debe ajustarse a un factor de corrección si la temperatura en los tramos conectados al aire es inferior a 40 °C o 25 °C en los tramos conectados bajo tierra, estos factores dependen del tipo de cable seleccionado, en este caso se seleccionará por caída de tensión.

Debido a que el sistema fotovoltaico autónomo genera corriente continua en lugar de corriente alterna, utiliza un tipo de protector diferente al que usaría un sistema de corriente alterna. Cada uno cumple una función particular.

Los fusibles están hechos para soportar 1,2 veces la tensión de cortocircuito del generador abierto y 1,5 a 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo, ambos en corriente continua, disipan poca energía.

Interruptores automáticos termomagnéticos, están hechos para resistir un mínimo de 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador y un máximo de 1,5 veces la corriente de cortocircuito de un módulo.

Interruptor general, son interruptores que actúan para abrir o cerrar el circuito. Su tamaño está determinado por qué tan bien puede soportar la corriente y el voltaje de cortocircuito del generador. Se recomienda instalarlo cerca del regulador.

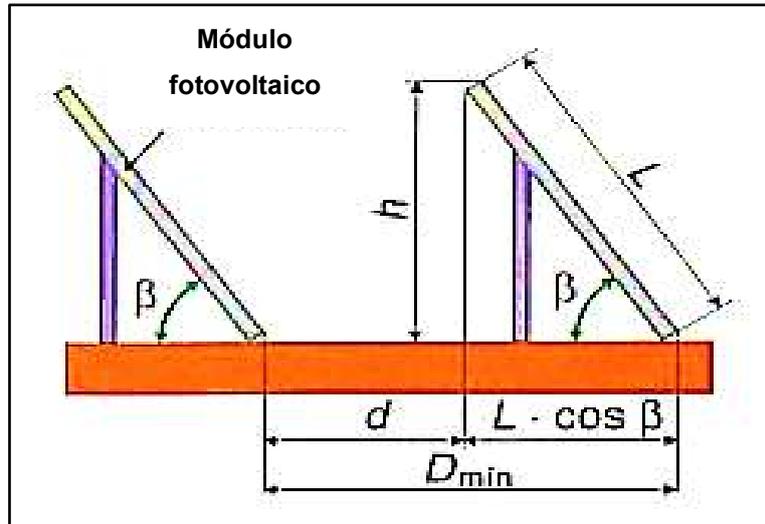
Para la salida de corriente alterna del inversor hacia los circuitos de utilización, se utilizan protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos, los componentes del sistema fotovoltaico van conectadas a tierra para el aislamiento y a puestas tierra que deberán tener los circuitos eléctricos para su protección del usuario, las puestas a tierra del SFV debe poseer las características indispensables que detalla en el código nacional de electricidad de utilización en la sección 060 (MINEM, 2006).

Para el sistema de contra sobretensiones, existen interruptores automáticos termomagnéticos bipolares, que realizan la misma doble función de seccionamiento de ramal y protección contra sobrecorriente que las bases portafusibles seccionables, pero a diferencia de los fusibles, permiten maniobrar con la carga colocada sin necesidad de desconectar todo el sistema, si la distancia entre el controlador de carga y el generador fotovoltaico sea mayor a 10 m, es necesario instalar protecciones con sobretensiones a la entrada de cada controlador de carga, su voltaje máximo debe ser ≤ 1.5 veces el voltaje del generador fotovoltaico, la corriente nominal de descarga debe estar entre 20 kA y su corriente máxima ≥ 40 kA de estas protecciones.

El sistema no funcionará correctamente sin un mecanismo de soporte para módulos solares. Debe tener la orientación e inclinación correctas, ser mecánicamente lo suficientemente consistente y tener un fuerte sistema de anclaje. Según el tipo de módulos implementados, el aluminio y/o acero inoxidable, y ocasionalmente fibra de vidrio, son los componentes utilizados en las estructuras de soporte. Si no se deja suficiente espacio entre las filas del generador fotovoltaico con varias filas de módulos, las filas delanteras darán sombra a las filas traseras (Castejón y Santamaria, 2010), se utiliza la ecuación (30) para determinar la distancia mínima que debe existir en la instalación de cada celda fotovoltaica, en la figura (5) se muestra los módulos instalados en el mismo plano.

Figura 5

Distancia entre paneles fotovoltaicos



Nota. Tomado de Castejón y Santamaria (2010).

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)} \quad (30)$$

Donde d es la distancia mínima entre la parte superior de una fila (m), ϕ latitud del lugar, h altura proyectada sobre la vertical de una fila (m), se determina con la ecuación (31).

$$h = L \times \operatorname{sen}\beta \quad (31)$$

Donde L es la longitud del panel solar, β la inclinación calculada de la celda solar. Se calcula entre la parte inferior la distancia mínima para la instalación de forma más práctica, se utiliza la ecuación (32).

$$D_{\min} = d + L \times \operatorname{cos}\beta \quad (32)$$

Donde D_{\min} es la distancia mínima que debe existir entre las filas de cada módulo.

Con base a la iluminación mediante tecnología LED (Alfred et al., 2015) conceptualiza que es un dispositivo semiconductor que transforma la energía eléctrica en luz directamente a través de la electroluminiscencia. El principio físico de este dispositivo es convertir la corriente eléctrica en flujo continuo de luz, esta energía se transmite en forma de radiación electromagnética en fotones directamente proporcionales a la frecuencia de la radiación, tal como la define por una constante de Planck en la ecuación (33) (Gago y Jorge, 2012).

$$E = h \times v \quad (33)$$

Donde E es la energía cuántica de un fotón (J), h es la constante de Planck (J.s), v la frecuencia del fotón producida por la radiación ($c = v \times \lambda$); c es la velocidad de la luz (m/s), λ longitud de onda (nm), la frecuencia también es igual (Hz=1/segundo). Si la energía al recombinarse con el electrón emite ondas infrarrojas de frecuencia relativamente bajas, pero si el electrón genera más energía emite frecuencias más altas, como se presenta en la tabla (4) (Gago y Jorge, 2012).

Tabla 4

Voltaje de polarización LEDS a diferentes colores

Color	Tensión (V)
Infrarrojo	<= 1.6
Rojo	1.8 – 2.2
Naranja	2.2 – 2.3
Amarillo	2.3 – 2.6
Verde	2.6 – 3.2
Azul	3.0 – 3.5
Blanco	3.0 – 3.5
Ultravioleta	>= 3.5

Nota. Tomado de Gago y Jorge (2012).

El estudio de luminotecnia de la luz artificial es parte del espectro de radiación electromagnética que es invisible para el ojo humano (AFHA, 1970); el nivel de iluminación es una propiedad particular producida por el foco (flujo luminoso, intensidad de iluminación). Se tiene un grado de uniformidad media y longitudinal que permite obtener la distribución del alumbrado de una iluminaria, determinada por la siguiente ecuación (34), (35) (Valdiviezo, 2021, p. 46).

$$U_m = \frac{E_{min}}{E_m} \quad (34)$$

$$U_L = \frac{l_{min\ longitudinal}}{L_{med\ longitudinal}} \quad (35)$$

Donde U_m es el factor de uniformidad media, E_{min} iluminancia mínima (lux), E_m iluminancia media (lux), U_L factor de uniformidad longitudinal, $l_{min\ longitudinal}$ luminancia longitudinal mínima (cd/m^2), $L_{med\ longitudinal}$ luminancia media longitudinal (cd/m^2). También determina un índice eficiencia de color (IRC), que muestra el índice de precisión del objeto iluminado real bajo la influencia de una fuente de luz, se presenta en la siguiente tabla el IRC (5) (Valdiviezo, 2021, p. 47).

Tabla 5

Índice eficiencia de color (IRC)

Grado IRC	IRC	Apariencia
1	$IRC \geq 85$	Muy bueno
2	$75 < IRC \leq 85$	Bueno
3	$40 < IRC \leq 75$	Medio
4	$IRC \leq 40$	Nulo (cromático)

Nota. Tomado de Valdiviezo (2021).

Mediante el nivel de confort o la sensación de las personas cuando perciben el frío o calidez de una fuente de iluminación con una temperatura de color, la luz cambia a medida con el aumento o disminuyendo la temperatura, expresado en grados Kelvin (°K), se presenta en la tabla (6).

Tabla 6

Temperatura de color

Color de luz	Temperatura de color °K	Apariencia de color
Amarillento	1 800 – 2 500	Cálido
Blanco cálido	2 600 – 3 000	
Blanco neutral	3 100 – 4 100	Intermedio
Blanco frío	4 300 – 6 000	Frío
Blanco luz día	6 100 – 6 500	

Nota. Tomado de Valdiviezo (2021).

Las estipulaciones mínimas de iluminación para instalaciones eléctricas interiores en el reglamento nacional de edificaciones, según lo establecido en la Norma Técnica (EM-010, 2019), son las siguientes:

- ✓ Especifica en cada área interior, actividad o función con su respectivo código, (columna 1).
- ✓ Enumera las áreas, funciones o actividades, y si no se encuentran en la lista recogida, se debe adoptar valores dados para una situación comparable o similar (columna 2) (EM-010, 2019).
- ✓ Para la iluminancia media (E_m) no debe ser inferior al valor dado proporcionado en la lista recogida columna 2, la condición de visualización normal son válidas; sin embargo pueden aumentar (EM-010, 2019), cuando la visualización del trabajo es crítica, son costosas las luminarias, la mayor productividad incrementada es de gran importancia, las tareas son inusualmente pequeñas o de bajo contraste, la tarea especificada en un tiempo inusualmente largo, la observación del trabajador está por debajo de su percepción.

- ✓ Para los límites del índice de deslumbramiento (UGR) máximos (columna 4), que se aplica a la situación enumerada en la columna 2 (EM-010, 2019).
- ✓ Para la uniformidad de iluminancia mínima (U_0) columna 5, debe ser menor a la iluminancia mantenida en la columna 3 (EM-010, 2019).
- ✓ Informe de los índices de reproducción cromática (R_a) en la columna 6, para las condiciones enumeradas en la columna 2 (EM-010, 2019).
- ✓ Proporcionar los requisitos específicos en la columna 7 para los casos recogidos en la columna 2 (EM-010, 2019).

Para el cálculo de cantidad de luminarias en cada ambiente de estudio, mediante el método de lúmenes o llamado también flujo luminoso total. Este método consta de los siguientes pasos:

- ✓ Determinar los espacios del local: área, altura, y plano de trabajo.
- ✓ Según la norma establecida verificar el nivel mínimo de iluminación media.
- ✓ Determinar el índice del local, con la ecuación (36).

$$K = \frac{a \times b}{h \times (a \times b)} \quad (36)$$

Donde K es el índice del local, a y b son el largo y ancho del local, h es la diferencia entre la altura de la luminaria y el plano de trabajo.

- ✓ Determinar el coeficiente de reflexión, se presenta en la siguiente tabla (7).

Tabla 7*Coefficiente de reflexión*

Lugar	Color	Factor de reflexión (ρ)
	Blanco o muy bueno	0.7
Techo	Claro	0.5
	Medio	0.3
	Claro	0.5
Paredes	Medio	0.3
	Oscuro	0.1
	Claro	0.3
Suelo	Claro	0.3
	Oscuro	0.1

Nota. Tomado de Valdiviezo (2021).

- ✓ Selección el tipo de luminaria.
- ✓ Determinar el factor o grado de utilización (η). Dependiendo del tipo de luminaria seleccionada que está determinado por el coeficiente de reflexión y índice local.
- ✓ Determinar el factor de mantenimiento (f_m), según el tipo de ambiente en el que se encuentra en el estudio, se presenta en la tabla (8).

Tabla 8*Factor de mantenimiento*

Ambiente	Factor de mantenimiento (f_m)
Limpio	0.8
Sucio	0.6

Nota. Tomado de Valdiviezo (2021).

- ✓ Determinar el flujo luminoso total (lux), con la siguiente ecuación (37).

$$\Phi_T = \frac{E \times s}{\eta \times fm} \quad (37)$$

Donde Φ_T es el flujo luminoso total seleccionado por la iluminaria (lux); se puede decir que la cantidad que emite por una fuente de iluminación, E luminancia promedio deseada, s el área del ambiente, η factor de utilización, fm es el factor de mantenimiento.

- ✓ Determinar la cantidad de luminarias (N), para el estudio, se determina con la ecuación (38).

$$N = \frac{\Phi_T}{\eta \times \Phi_L} \quad (38)$$

Donde N es el número iluminarias. Si la cantidad total de iluminarias N resulta un valor con decimales, se redondea al siguiente número entero mayor. Para el cálculo del sistema de iluminación mediante la simulación del software (DIALux, 2022) que se basa en planificar, visualizar y calcular la iluminación de las zonas interiores y exteriores, desde habitaciones individuales y edificios enteros hasta aparcamientos o iluminación de carreteras.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

3.1.1. Tipo de investigación

Este estudio de investigación es aplicada, ya que se utilizarán los principios básicos del diseño y la selección de un sistema para poder otorgar una respuesta a la realidad problemática que se planteó para la empresa en este estudio.

Según (Vargas, 2009), la investigación aplicada, se define como experiencias de investigación dirigidas a mejorar o solucionar una situación mediante un método o modelo de uso innovador y creativo de una propuesta de intervención, y requerida en una situación específica de liderazgo en una empresa, institución, grupo o persona.

3.1.2. Diseño de investigación

El presente estudio de esta investigación es estudio pre-experimental, ya que se tomarán acciones sin manipular intencionalmente la variable independiente, siempre y cuando se tomen varias medidas en una población y muestra diferente, luego se realizara una medida para ver cómo afecta a la variable dependiente. Se justifica por ser un estudio de alcance proactivo del sistema tradicional de luminarias obsoletas y suministro de energía eléctrica, donde se está haciendo un dimensionamiento de un sistema fotovoltaico mediante tecnología LED para tener una mejora en costos y en calidad, lo cual para seleccionar las luminarias se someterá a simulaciones en un software Dialux para contrastar situaciones de un antes y un después en el sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la CAC.

Según (Hernández et al., 2014), los estudios pre-experimentales consisten en mejorar a un grupo mediante la manipulación de estímulos para medir una o más variables y así examinar cuál es el nivel del grupo en relación con estos factores.

3.2. Variables y operacionalización

3.2.1. Variables

Variable independiente (VI): Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED.

Variable dependiente (VD): Reducir costos.

3.2.2. Operacionalización

La tabla de operacionalización de variable independiente y dependiente se presenta en el anexo (1).

3.3. Población, muestra y muestreo

3.3.1. Población

Todos los sistemas de iluminación fotovoltaico LED.

3.3.2. Muestra

Es el sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA.

3.3.3. Muestreo

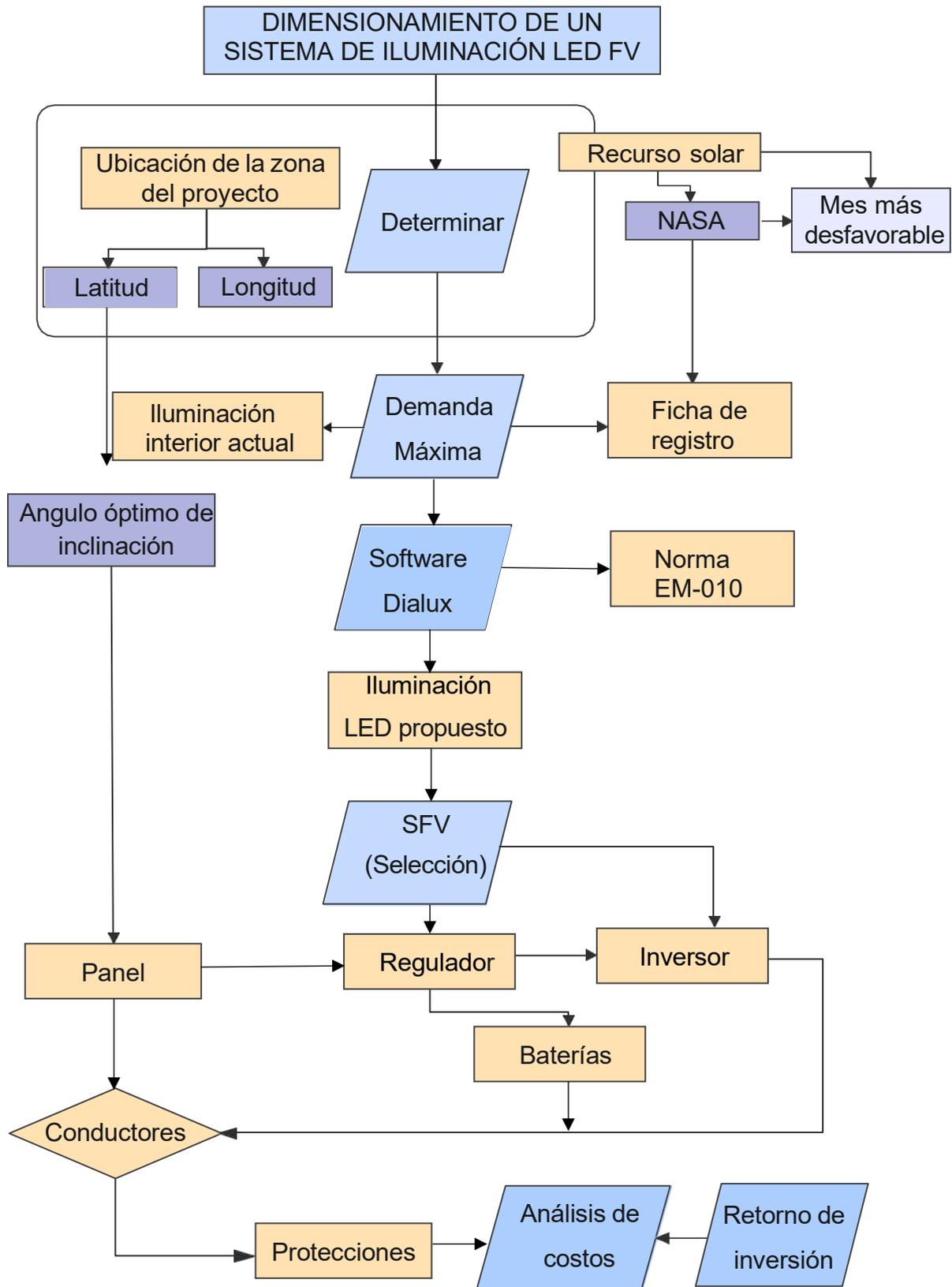
Para la presente investigación se tendrá un muestreo no probalístico intencional.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección

El análisis que se realizó en este estudio se utilizó la técnica de análisis documental y visualización de campo para recolección de datos relacionados con las variables en estudio, y el instrumento para almacenar, estudiar, analizar los datos recolectados es la ficha de registros de datos.

Según (Maya, 2014), las técnicas son métodos para recopilar los datos requeridos durante el proceso de investigación es una serie de pasos que se realizan para representar la información de un documento dependiendo de las fuentes de información, están conectados con las circunstancias y lugares de recolección de datos.

3.5. Procedimientos



3.6. Método de análisis de datos

En este presente estudio de investigación es de tipo cuantitativo, ya que se realizará los cálculos en Microsoft Excel (ficha de registros data de radiación solar de la NASA y consumo energético de la iluminación interior), Software Dialux (para la simulación de las luminarias en su entorno), AutoCAD, Microsoft Word, lo cual se permitió determinar los objetivos específicos planteados en la introducción.

3.7. Aspectos éticos

Este proyecto de estudio de esta investigación examina las normas definidas por ISO Estilo 690 y 690 - 2 del “Manual de la Universidad César Vallejo”; que tengan en cuenta y observen las normas éticas establecidas para la expansión del trabajo científico y de investigación en la universidad; por lo tanto, el autor de este estudio se obliga a respetar la autenticidad de los resultados obtenidos y evitar el plagio.

Según (Salazar et al., 2018), la ética de los investigadores es crucial y debe mantenerse mediante el uso de formatos estándar de citas y referencias.

IV. RESULTADOS

4.1. Evaluar el recurso solar en la zona de estudio del proyecto

4.1.1. Localización Satelital Geográfica

Para poder realizar la recolección de datos en la CAC, se tuvo que pedir autorización mediante una carta de autorización, como resultado se aceptó con una carta aceptación brindada por la CAC, se muestra en el anexo (2). La zona de la investigación del dimensionamiento del sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos de la planta de procesos de la CAC Bagua grande LTDA; tiene la siguiente ubicación, según coordenadas geográficas: Latitud -5.766218; Longitud -78.424779, con un área total del terreno de 4 308.33 m², se muestra en el plano de localización y ubicación en el anexo (3). En la figura (6), se muestra la zona de ubicación de la planta CAC.

Figura 6

Vista satelital de la CAC Bagua Grande LTDA



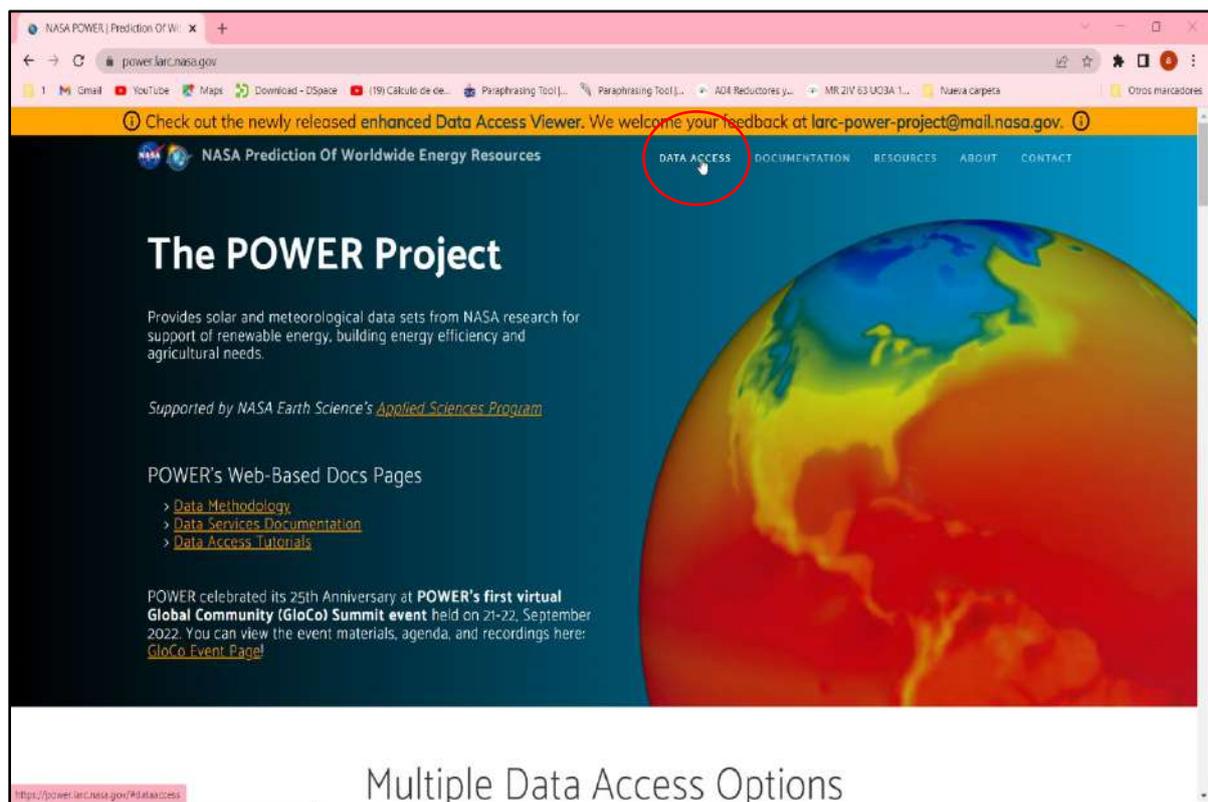
Nota. Elaboración propia. Google Earth Pro.

4.1.2. Estimación del recurso solar

Para la estimación de la radiación solar en la ciudad de Bagua Grande en la planta de procesos de la CAC, se tomó datos meteorológicos obtenidos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA, 2022), se muestra en la figura (7) el ingreso al aplicativo de la NASA, se explica paso a paso en las siguientes figuras como obtener datos de radiación solar.

Figura 7

Ingreso a DATA ACCESS en el aplicativo de la NASA

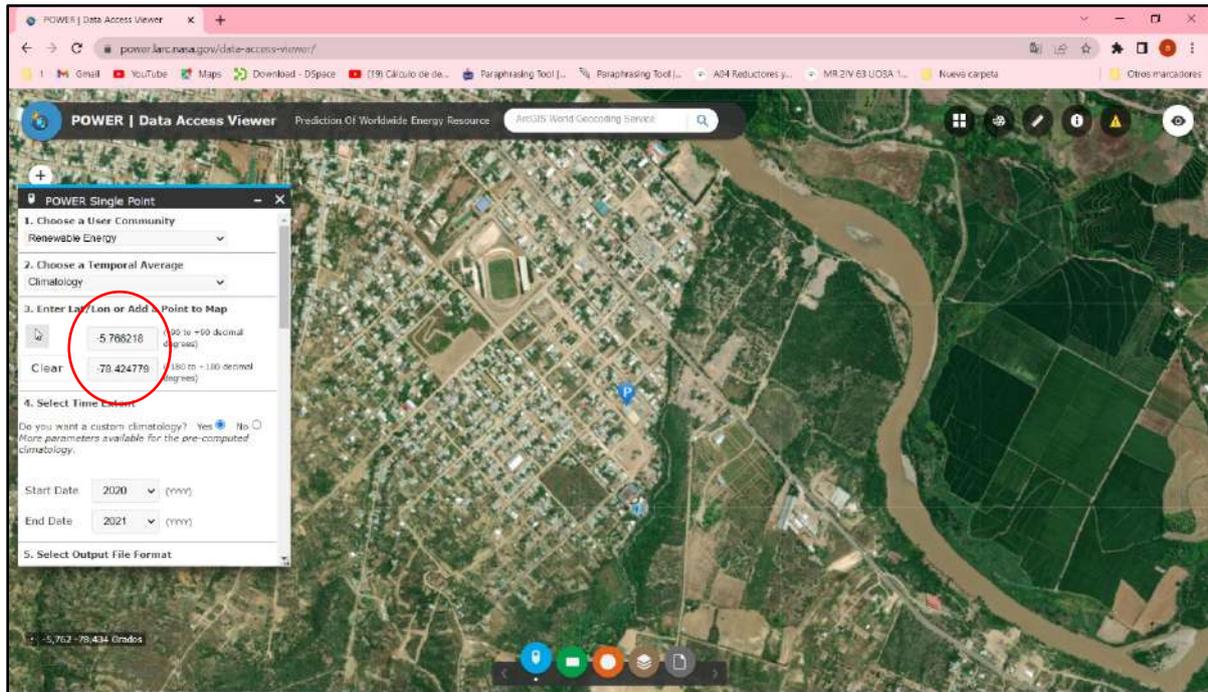


Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Una vez ingresado en DATA ACCESS, ingresamos las coordenadas de latitud y longitud en el aplicativo de búsqueda de la NASA, se muestra en la figura (8).

Figura 8

Ingreso de coordenadas geograficas de latitud y longitud

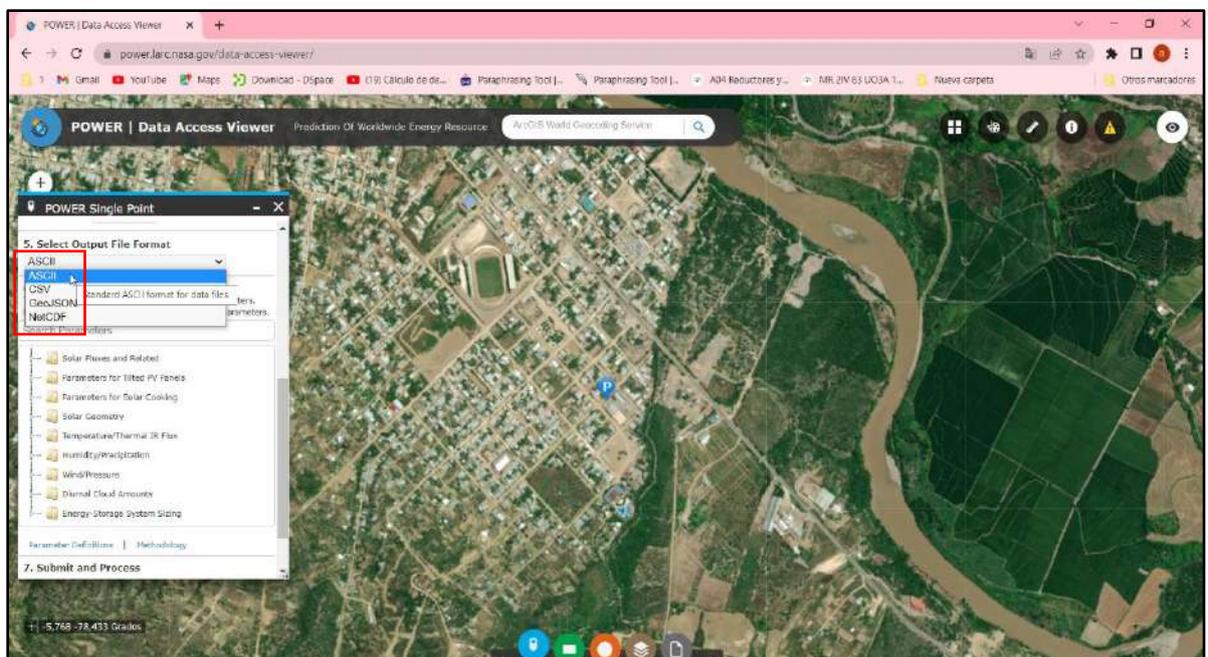


Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

También seleccionamos el formato en el que queremos los datos, para ello elegimos ASCII en el buscador, se muestra en la figura (9).

Figura 9

Selección de formato de descarga (radiación solar)

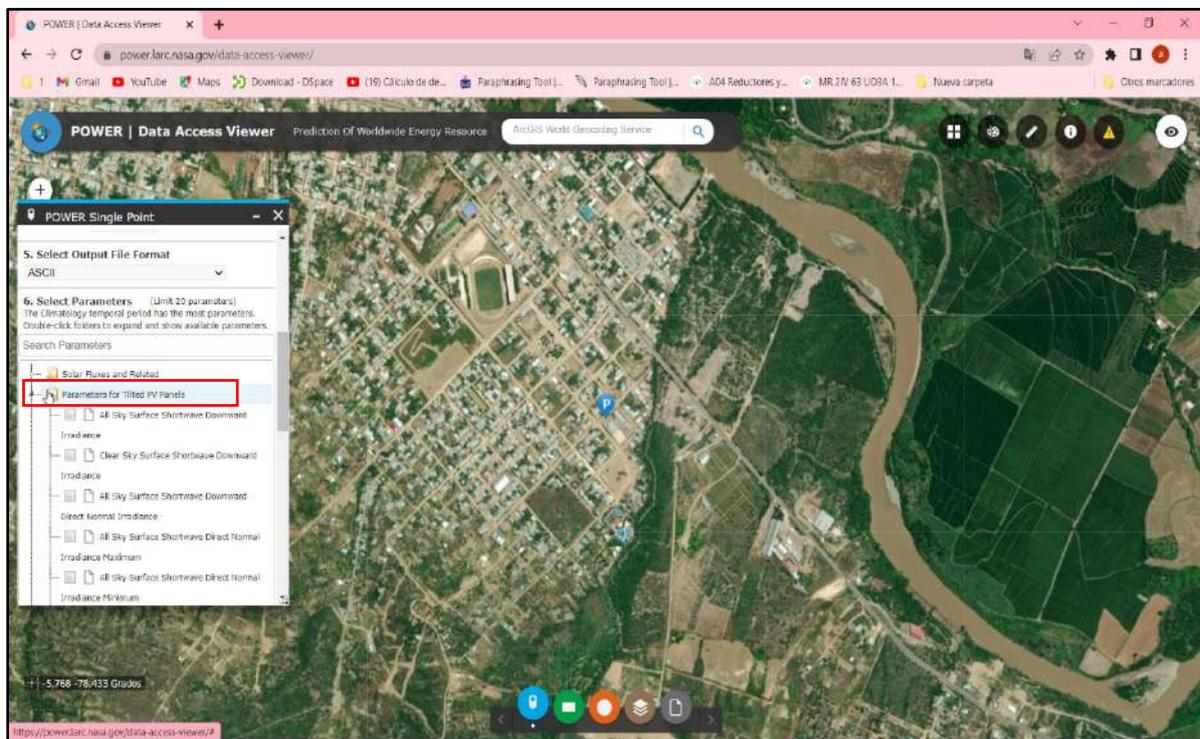


Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Una vez seleccionado el formato en que se desea descargar, buscamos la carpeta de paneles solares y hacemos clic en [▶] (parameters for tilted PV panels), se muestra en la figura (10).

Figura 10

Selección en la carpeta de parameters for tilted PV panel

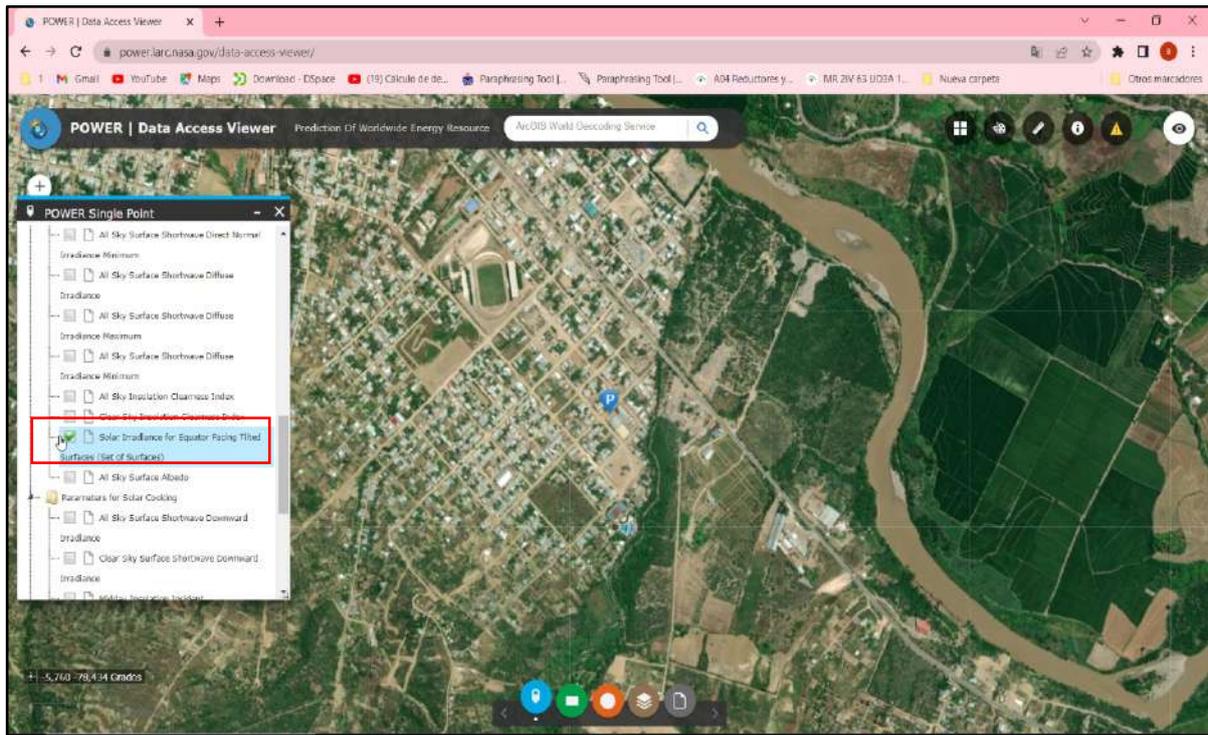


Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Seleccionamos las características que queremos ver de radiación solar en paneles solares en el ecuador en distintos ángulos (solar irradiance for Equator facing tilted surfaces (set of surfaces)), se muestra en la figura (11) y en la figura (12) hacemos clic en [▶] submit para entregar y cargar datos en la NASA.

Figura 11

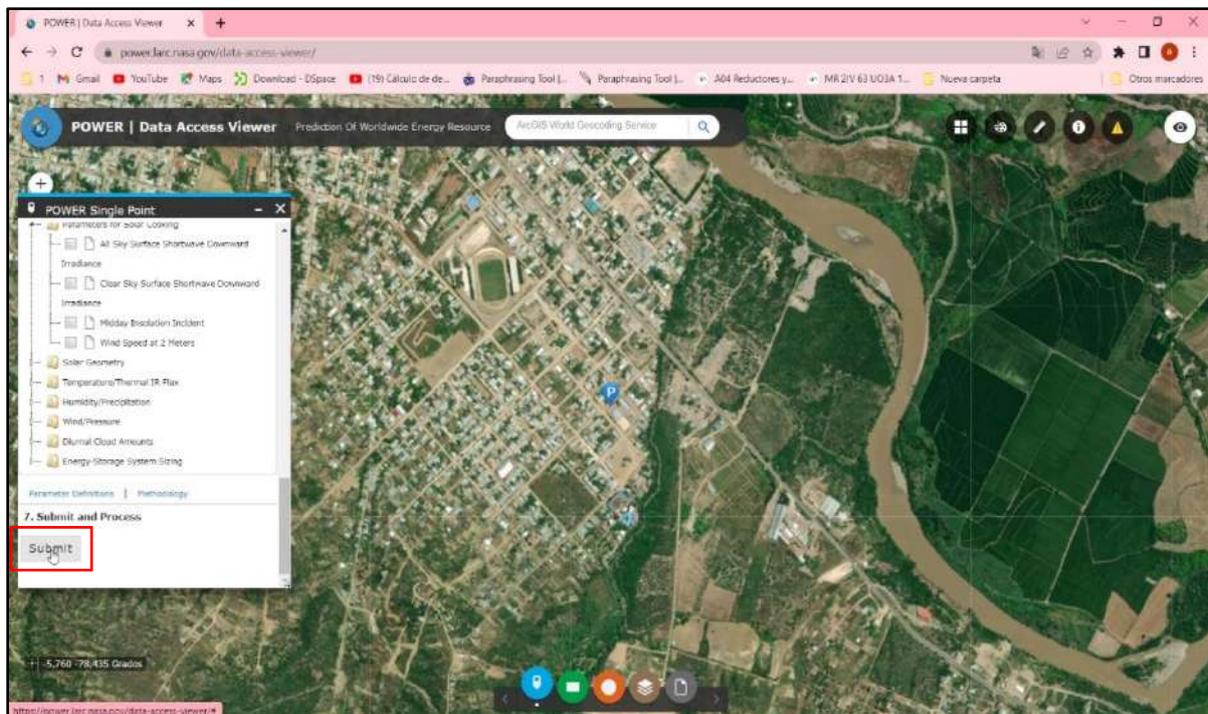
Selección de parámetros solares inclinados a distintos ángulos



Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Figura 12

Selección de carga de datos del recurso solar

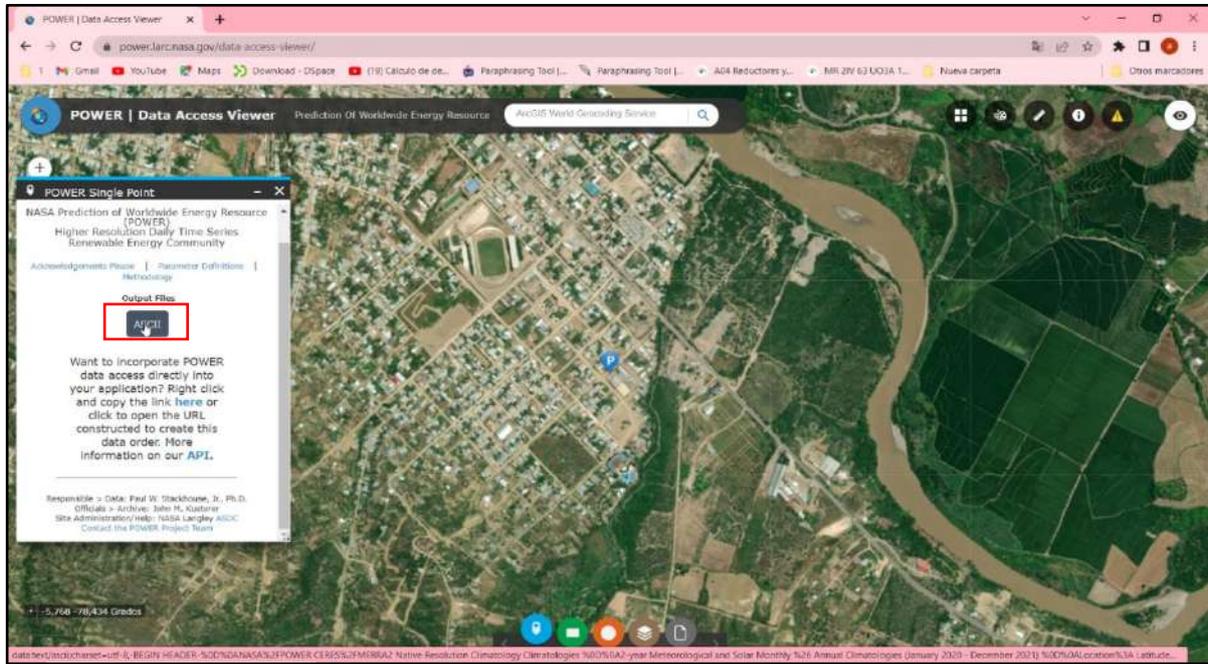


Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Una vez ingresado y seleccionado todos los datos, se pasa a descargar la data del recurso solar se muestra en la figura (13) y figura (14) los resultados descargados.

Figura 13

Descarga de datos de radiación solar



Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Figura 14

Resultados del recurso solar de la NASA en la CAC

POWER_Point_Monthly_Climatology_2020_2021_005d76625_078d4248W_LST (2): Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

-BEGIN HEADER-

NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
 2-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 2020 - December 2021)
 Location: Latitude -5.7662 Longitude -78.4248 |
 Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 2112.5 meters
 The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999

Parameter(s):

SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal (kw-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	SRB V4/CERES SYN1deg Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)

-END HEADER-

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4.09	3.83	3.99	4.07	3.88	3.86	3.85	4.41	4.41	4.74	4.65	4.40	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	3.96	3.76	3.97	4.11	4.00	4.03	4.00	4.54	4.43	4.67	4.52	4.25	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	4.01	3.79	3.98	4.10	3.97	3.98	3.96	4.50	4.43	4.70	4.57	4.30	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	3.69	3.58	3.85	4.08	4.06	4.14	4.09	4.58	4.34	4.46	4.23	3.94	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	1.49	1.46	1.58	2.01	2.29	2.53	2.43	2.35	1.78	1.55	1.61	1.60	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL	4.09	3.83	3.99	4.11	4.06	4.15	4.10	4.58	4.43	4.74	4.65	4.40	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG	0.00	0.00	2.00	11.00	20.50	26.00	24.00	18.50	7.50	0.00	0.00	0.00	-999.00
SI_EF_TILTED_SURFACE_OPTIMAL_ANG_ORT	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N

Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Una vez descargado los datos del potencial energético solar, los cuales indican un promedio diario mensual de la radiación solar en kWh/m²/día, en donde se evaluará el rendimiento del sistema fotovoltaico, se muestra en la siguiente tabla (9).

Tabla 9

Radiación solar promedio en la CAC Bagua Grande (kWh/m²/día)

Radiación Solar				
Meses	Gdm (0°)	Gdm (<15°)	Gdm (>15°)	Gdm (90°)
Enero	4.09	3.96	3.69	1.49
Febrero	3.83	3.76	3.58	1.46
Marzo	3.99	3.97	3.85	1.58
Abril	4.07	4.11	4.08	2.01
Mayo	3.88	4.00	4.06	2.29
Junio	3.86	4.03	4.14	2.53
Julio	3.85	4.00	4.09	2.43
Agosto	4.41	4.54	4.58	2.35
Septiembre	4.41	4.43	4.34	1.78
Octubre	4.74	4.67	4.46	1.55
Noviembre	4.65	4.52	4.23	1.61
Diciembre	4.40	4.25	3.94	1.60

Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Estimando como resultado un ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares, para mejorar su autolimpieza y así evitar que se almacenen hojas, polvo cubran la celda solar oscureciéndolas no obteniendo un mejor rendimiento. Asimismo, para obtener su máxima captación anual del recurso solar, se utilizó la ecuación (1).

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 x |\phi|$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 x |-5.766218|$$

$$\beta_{opt} = 7.68^\circ$$

Para determinar la captación de energía solar favorable anual para el ángulo óptimo de inclinación como resultado de 7.68° que se obtuvo en la ecuación (1), que se encuentra entre los intervalos de 0° y $<15^\circ$ se calculara mediante interpolación lineal para obtener valores de radiación solar al β_{opt} . Para el cálculo se determinó el mes más desfavorable del recurso energético solar, obteniendo como resultado el mes de febrero con $3.78 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, se presenta en la siguiente tabla (10).

Tabla 10

Radiación solar promedio para el β_{opt} de la CAC

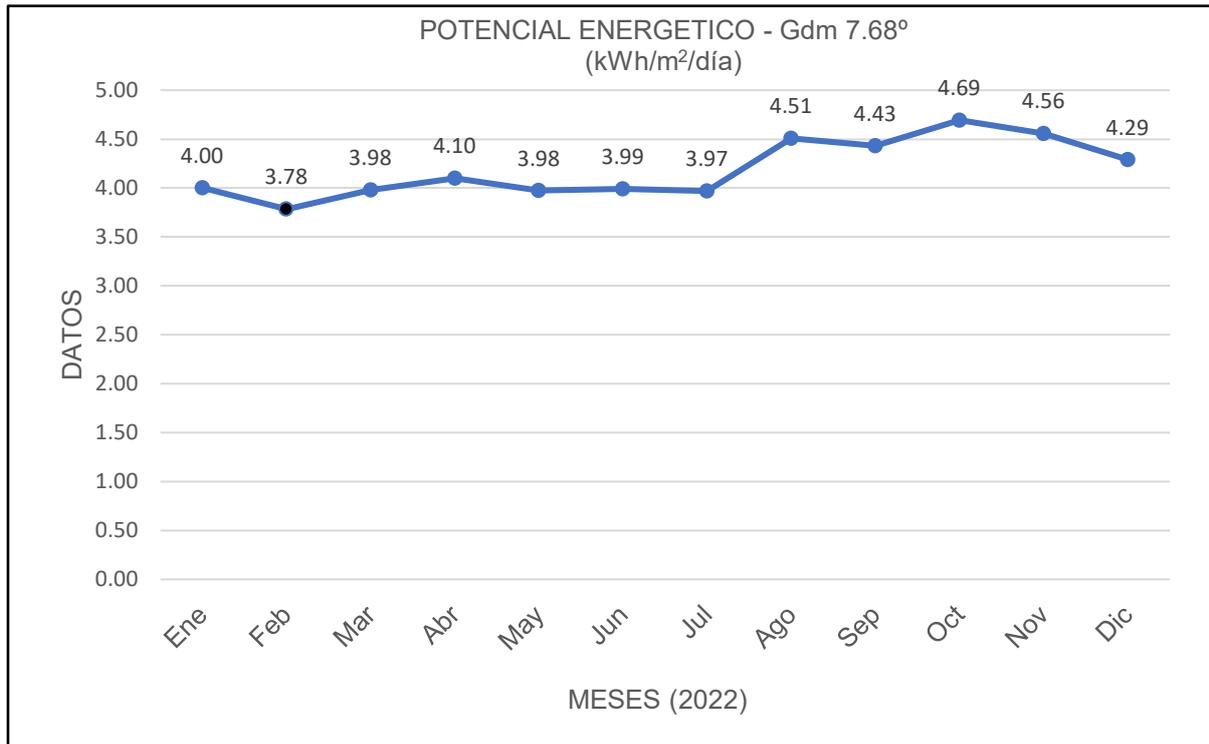
Meses	Gdm 0°	Gdm 5.76°	Gdm 7.68°	Gdm 9.24°	Gdm <15°	Gdm >15°	Gdm 20.76°	Gdm 90°
Enero	4.09	4.01	4.00	3.99	3.96	3.69	3.51	1.49
Febrero	3.83	3.79	3.78	3.78	3.76	3.58	3.41	1.46
Marzo	3.99	3.98	3.98	3.98	3.97	3.85	3.67	1.59
Abril	4.07	4.10	4.10	4.10	4.11	4.08	3.92	2.02
Mayo	3.88	3.97	3.98	3.98	4.00	4.06	3.92	2.29
Junio	3.87	3.98	3.99	4.00	4.03	4.14	4.01	2.53
Julio	3.85	3.96	3.97	3.97	4.00	4.09	3.96	2.44
Agosto	4.41	4.50	4.51	4.51	4.54	4.58	4.40	2.36
Septiembre	4.41	4.43	4.43	4.43	4.43	4.35	4.15	1.79
Octubre	4.74	4.70	4.69	4.69	4.67	4.46	4.23	1.55
Noviembre	4.65	4.57	4.56	4.55	4.52	4.23	4.02	1.61
Diciembre	4.40	4.30	4.29	4.28	4.25	3.94	3.75	1.60

Nota. Elaboración propia. NASA (2022).

Dado que el máximo recurso solar es de 1 kW/m^2 , la cantidad de horas sol pico es idéntico a la radiación solar promedio diario, con las coordenadas geográficas de ubicación de la zona de estudio de la CAC, se obtuvo la insolación solar en el aplicativo de la NASA, Bagua Grande recibe $3.78 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ para un óptimo ángulo de inclinación, se puede decir que recibió 3.78 horas de luz solar al día en el mes de febrero a una capacidad de entrada que suelen tener las celdas fotovoltaicas de 1 kW/m^2 . En la figura (15) se muestra el comportamiento anual del potencial energético.

Figura 15

Comportamiento del potencial energético en la CAC



Nota. Elaboración propia.

En la figura (15) se analizó el comportamiento del recurso solar obteniendo como resultado el mes más crítico desfavorable durante el año en el mes de febrero, a un ángulo óptimo de inclinación de 7.68° con una radiación solar de $3.78 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, para mejor captación de radiación solar se estableció el ángulo de 7.68° .

4.2. Determinar la máxima demanda de consumo energético del sistema de iluminación interior actual

El análisis de la demanda máxima del sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la CAC, tomando el día laboral de los trabajadores en la empresa desde las 8 am hasta las 6 pm (turno día) que se da de lunes a sábado. Se tomó datos de la potencia nominal de cada luminaria especificada por el fabricante, para determinar la distribución de las áreas se estimó el plano general de la planta CAC se muestra en el anexo (4), donde el trabajo principal era identificar las luminarias en cada área, asimismo se identificó que el área de acceso vehicular, área de almacén de café pergamino 2, área de café exportable no cuentan con iluminación, a continuación se muestra las cargas que si cuentan y son existentes en el alumbrado interior en cada área de la CAC, y descripción de cada carga, para determinar la potencia total instalada se utilizará la ecuación (39), asimismo se utilizará la ecuación (40) para determinar la potencia utilizada aplicando un factor de simultaneidad de 1, para así también calcular la demanda máxima y el consumo de energía diaria a dimensionar en las instalaciones fotovoltaicas, se muestra en la tabla (11) y (12) las cargas actuales del sistema de iluminación interior.

$$PTU = PT \times F_S \quad (39)$$

$$PT = PU \times C \quad (40)$$

Donde PT es la potencia total instalada (W), PU potencia unitaria o nominal de la carga (W), C cantidad de cargas; PTU es la potencia total utilizada (W), F_S factor de simultaneidad, lo cual la máxima demanda debe ser menor o igual a la potencia instalada, donde en este caso se tiene como resultado que la máxima demanda es igual a la potencia instalada, ya que se consideró como proyectista un factor de simultaneidad de 1, así también de acuerdo a las condiciones establecidas del Código Nacional Electricidad de Utilización (MINEM, 2006) para el sistema de iluminación es recomendable utilizar el F_S de 1. Para determinar el consumo de energía diario medio se utilizará la ecuación (6).

$$Edm = \sum_{i=1}^n (P \times t)$$

Tabla 11*Cargas del sistema de iluminación interior y energía consumida*

Piso	Área	Luminarias	C	PU	PTI	F.S	H/d	Edm Wh/día	
1	Vigilancia	Interior	PHELIX GL-42	1	26	26	1	8	208
		Interior	PHELIX GL-42	1	26	26	1	1	26
2	Vigilancia	Interior	PHELIX GL-42	1	26	26	1	1	26
		Interior	ULIX-GSX	1	18	18	1	1	18
1	Oficina de almacenamiento	Interior	LED - FK30BL	1	30	30	1	1	30
		Interior	FENIX FEE	1	50	50	1	1	50
		Interior	Blended Mercury (Duratel)- Halógenas	2	500	1 000	1	1	1 000
1	Máquinas de proceso (5 circuitos)	Interior	Blended Mercury (Duratel)- Halógenas	11	500	5 500	1	4	22 000
		Interior	ULIX GL-85	4	50	200	1	2	400
1	Oficina de Área de maquinas	Interior	ULIX GL-85	4	50	200	1	1	200
		Interior	ULIX GL-85	3	50	150	1	1	150
1	Subestación	Interior	Phelix GL-42	4	26	104	1	1	104
		Interior	LED - FK30BL	2	30	60	1	1	60
1	Almacén pergamino orgánico 1	Interior	PHILIPS de techo	14	24	336	1	2	672
		Interior	LED - FK30BL	1	30	30	1	1	30
1	Baño con ducha	Interior	ULIX GL-85	6	50	300	1	1	300
1	Producto terminado	Interior	LAMPTAN NHSL85	2	85	170	1	2	340
1	Control de calidad	Interior	ULIX GL-42	4	26	104	1	0.45	46.8
1	Pasillo 1	Interior	ULIX GL-85	1	50	50	1	1	50
		Baño 1 y 2	Foco Gota E27	1	25	25	1	0.45	11.25
1	Servicios	Baño 1 y 2	Foco Gota E27	1	25	25	1	0.45	11.25
		Ducha	Foco Gota E27	1	25	25	1	1	25
		Ducha 1 y 2	Foco Gota E27	1	25	25	1	1	25
1	Pasillo 2	Interior	ULIX GL-85	4	50	200	1	2	400
1 - 2	Escalera	Interior	ULIX GL-85	1	50	50	1	0.45	22.5
2	Oficina jefe de Planta	Interior	Panel LED RC091	3	40	120	1	2	240
TOTAL						8 850			26 445.8

Nota. Elaboración propia.

Se muestra el resumen del cálculo de los resultados en el anexo (5) en la tabla (11) en la primera, segunda, tercera columna se especifica, el piso, el área y la descripción de la carga instalada, identificando la cantidad de cargas, potencia nominal dada por el fabricante, considerando un factor de simultaneidad y las horas de funcionamiento previstas en la planta de procesos, se obtuvo el consumo de energía medio diario de 26 445.8 Wh/día, con una potencia instalada de 8 850 W. En la tabla (12) se muestra las cargas de iluminación en el área de máquinas del proceso en cada sección, en las mallas de almacenamiento, máquinas electrónicas (ME), máquinas gravimétricas (MG), maquinas catadoras de descarte (MC), resumen de cálculo del anexo (6), obteniendo como resultado una potencia instalada de 936 W, y un consumo de energía de 2 016 Wh/día.

Tabla 12

Secciones en el área de máquinas del proceso en la CAC

Piso	Secciones (S)	Luminarias	C	PU	PTI	F.S	H/d	Edm Wh/día
1	S 1 - Mallas de almacenamiento	Caja 1 - PHILIPS Caja 3 lineal TLD	6	36	216	1	2.00	432.0
1	S2-ME-Area de descarte	Caja 1 PHILIPS lineal TLD	2	36	72	1	4.00	288.0
2	S3- ME- Selección por color y tamaño	Caja 1 PHILIPS lineal TLD	2	36	72	1	4.00	288.0
1	S1-MG- Selección por peso	Caja 1 - PHILIPS Caja 6 lineal TLD	12	36	432	1	2.00	864.0
1	S1- MC- descarte por las catadoras	Caja1 - PHILIPS Caja 2 lineal TLD	4	36	144	1	1.00	144.0
TOTAL					936			2 016

Nota. Elaboración propia.

Se consideró en el cálculo las cargas existentes en cada área como resultado total se determinó mediante sumatorias las potencias instaladas de iluminación interior, con la ecuación (40).

$$\sum PTI = \text{Potencia total de áreas} + \text{Potencia total de las secciones} \quad (40)$$

$$\sum PTI = 8\,850\text{ W} + 936\text{ W} = 9\,786\text{ W}$$

Para el consumo de energía se determinó del mismo modo, aplicando sumatorias, con la tabla (11) y (12), se obtuvo como resultado 28.46 kWh/día asimismo se estimó para un mes (30 días) con una energía consumida de 853 kWh/mes, con la ecuación (41).

$$\sum Edm, total = \text{Energía total de áreas} + \text{Energía total de secciones} \quad (41)$$

$$\sum Edm, total = 26\,445.8\text{ Wh/día} + 2\,016\text{ Wh/día}$$

$$\sum Edm, total = 28\,461.8\text{ Wh/día}$$

$$\sum Edm, total = 853\text{ kWh/mes}$$

Con una máxima demanda utilizando un factor de simultaneidad de 1 obtenemos la potencia utilizada es igual a la potencia instalada, entonces cumple que la máxima demanda debe ser menor o igual a la potencia instalada, con la ecuación (39).

$$\sum PTU = \text{Potencia total de áreas} + \text{Potencia total de las secciones} \times F_S \quad (39)$$

$$\sum PTU = 9\,786\text{ W} \times 1$$

$$\sum PTU = 9\,786\text{ W}$$

Para analizar el costo de electricidad de iluminación de las cargas existentes se tomó datos de precios de energía que factura la empresa, se tomaron datos de aproximadamente 2 años, para estimar el costo de energía eléctrica, se determinó el promedio del precio de energía con el valor máximo y mínimo que se muestra en el anexo (6) – figura 1A obteniendo como resultado un precio de energía eléctrica facturada de s./ kWh.0.8932 con el periodo de facturación del 1/12/2019 hasta el 1/11/2022 y el valor mayor de consumo energético es de 913 kWh/mes por la empresa EMSEU, entonces se determina que la energía consumida calculada en la ecuación (41) es de 853 kWh/mes cae dentro de los límites del consumo energético mayor de 913 kWh/mes.

4.3. Determinar el sistema de iluminación interior LED con el software Dialux

Para el sistema de iluminación interior se requiere un análisis de estudio de la situación actual de los ambientes del proyecto, sus características y la evaluación del consumo energético en determinadas áreas, lo cual se determinó en el objetivo específico anterior, se realizará la simulación con el software Dialux para esas áreas donde se obtendrá nuevas cargas de iluminación mediante tecnología LED.

4.3.1. Áreas de la planta de procesos de la CAC

En algunos casos, los locales o entornos de trabajo comparten características arquitectónicas (dimensiones), están diseñados con paredes de ladrillo y suelos blancos y/o de color claro, techo cielo raso de concreto, en excepción al área de almacén 2, área de acceso vehicular, área de máquinas, el techo es metálico parabólico, área de café exportable (techo metálico a una sola agua). En la tabla (13) se muestran las dimensiones tomadas en la planta CAC del anexo (4), de las áreas que existen cargas, como también de las áreas o secciones que no existen cargas.

Tabla 13

Dimensiones generales en cada área de la CAC

Piso	Área	Dimensiones	
		Largo (m)	Ancho (m)
1	Vigilancia	2.86	1.90
2	Vigilancia	3.00	2.86
1	Oficina de almacenamiento	7.90	1.95
1	Máquinas de proceso	35.50	14.55
1	Oficina de área de maquinas	23.99	2.40
1	Subestación	5.90	4.45
1	Subestación (pasillo 3)	6.20	1.70
1	Almacén café pergamino orgánico 1	35.60	9.70
1	Almacén café pergamino orgánico 2	25.27	14.95

Nota. Elaboración propia.

Tabla 13*Dimensiones generales en cada área de la CAC (continuación)*

Piso	Área	Dimensiones	
		Largo (m)	Ancho (m)
	A-Vehicular	42.05	19.95
1	Acceso vehicular		
	S- estampado de sacos	10.81	6.30
1	Almacén café exportable	42.1	14.00
1	Baño con ducha incluida	2.35	1.25
1	Producto terminado	12.71	6.95
1	Control de calidad	7.20	4.05
1	Compresor	11.16	2.40
1	Pasillo 1 (referencia al compresor auxiliar)	5.92	2.79
	Baño 1	1.50	0.65
	Baño 2	1.50	0.65
1	Servicios		
	Ducha 1	1.23	0.65
	Ducha 2	1.23	0.65
	Lavatorio	1.90	1.25
1	Pasillo 2	17.06	3.14
1 - 2	Escalera	2x3.35	2x1.40
2	Oficina Jefe de Planta	6.20	3.70

Nota. Elaboración propia.

En la tabla (13), en la primera y segunda columna presenta el piso de ubicación de cada área, en la tercera columna muestra las dimensiones tomadas largo y ancho. En la tabla (14), se muestra las secciones en el área de máquinas del proceso, las máquinas electrónicas, mallas de almacenamiento, máquinas gravimétricas, máquinas catadoras.

Tabla 14

Dimensiones de las secciones del área de máquinas del proceso

Piso	Secciones	Dimensiones		
		Largo (m)	Ancho (m)	
1	S1 - Mallas de almacenamiento	Caja 1 - Caja 3	2.60	1.90
1	S2-ME-Area de descarte	Caja 1	6.00	3.00
2	S3- ME-Selección por color y tamaño	Caja 1	6.00	3.00
1	S1-MG- Selección por peso	Caja 1 - Caja 6	3.30	1.30
1	S1- MC-descarte por las catadoras	Caja1 - Caja 2	12.00	1.42

Nota. Elaboración propia.

Se llevó a cabo un estudio topográfico de cada área de la planta de la CAC para determinar la altura en cada zona o entorno, con los EPP. Dado que la planta no dispone de un plano en 3D, las mediciones se realizaron con una cinta métrica de plástico flexible de 30 m o un flexómetro de 8 m, como se muestra en la figura (16).

Figura 16

Instrumentos de medición

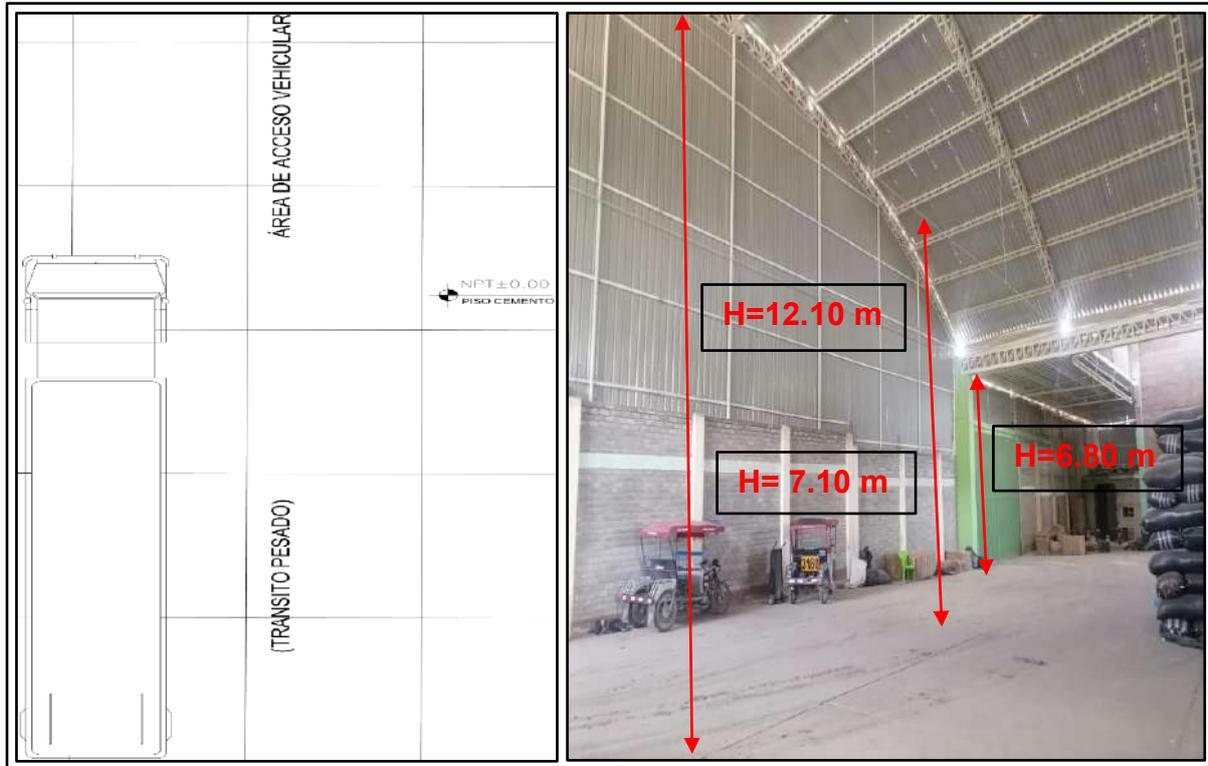


Nota. Elaboración propia.

En la figura (17), se muestra la medición de la altura en el área de acceso vehicular, área donde se estacionan los vehículos para la respectiva descarga de café en bultos mediante los estibadores, obteniendo como resultado la altura máxima del techo parabólico hasta el piso de 12.10 m, con un templador de 7.10 m.

Figura 17

Vista detalle fotográfica del área de acceso vehicular en la CAC



Nota. Elaboración propia.

En la figura (18), se muestra la altura máxima del techo parabólico, desde la columna de concreto hasta el techo de 5.3 m, y del techo hasta el piso de 12.10 m en el área de almacén de café pergamino orgánico 2, no existe iluminación.

Figura 18

Vista detalle fotográfica del almacén de café pergamino orgánico 2

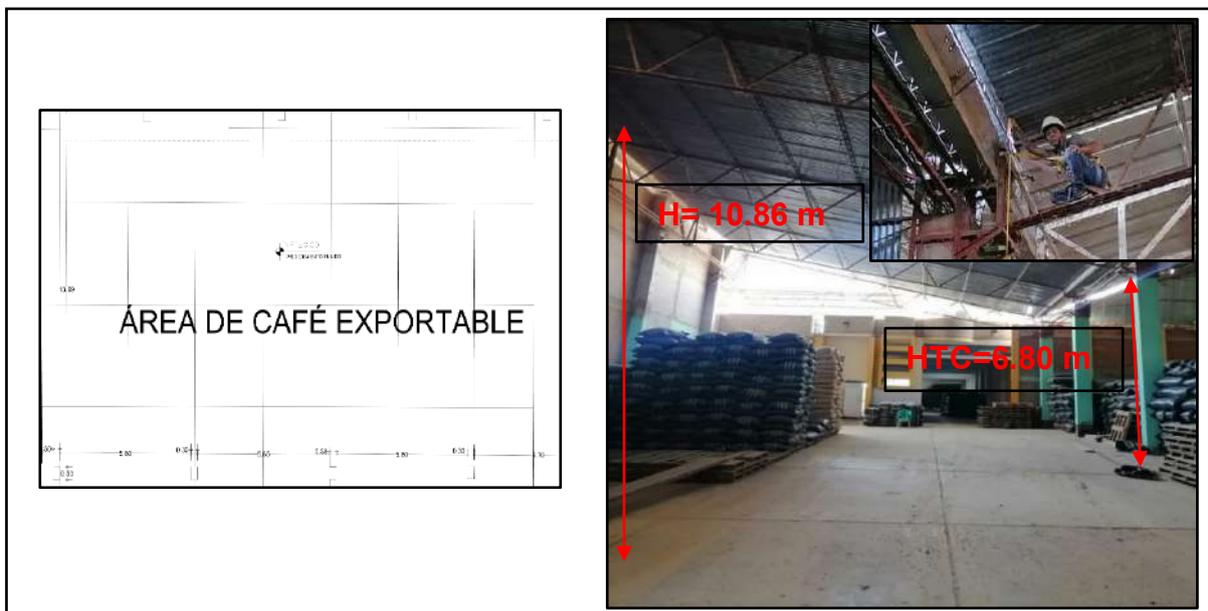


Nota. Elaboración propia.

En la figura (19), se muestra el área de café exportable con un techo de una sola agua, el punto máximo de altura es 10.86 m, y su estructura metálica donde se encuentran los templadores de fierro, su altura es de 7.85 m hasta una altura mínima de 7.20 m que va endosada encima de la columna de concreto que es de 6.80 m.

Figura 19

Vista detalle fotográfica del área de café exportable



Nota. Elaboración propia.

En la figura (20), en el primer y segundo piso en la caseta de vigilancia se obtuvo como resultado una altura de 3 m en cada ambiente.

Figura 20

Vista detalle fotográfica de caseta de vigilancia de 1er y 2do piso

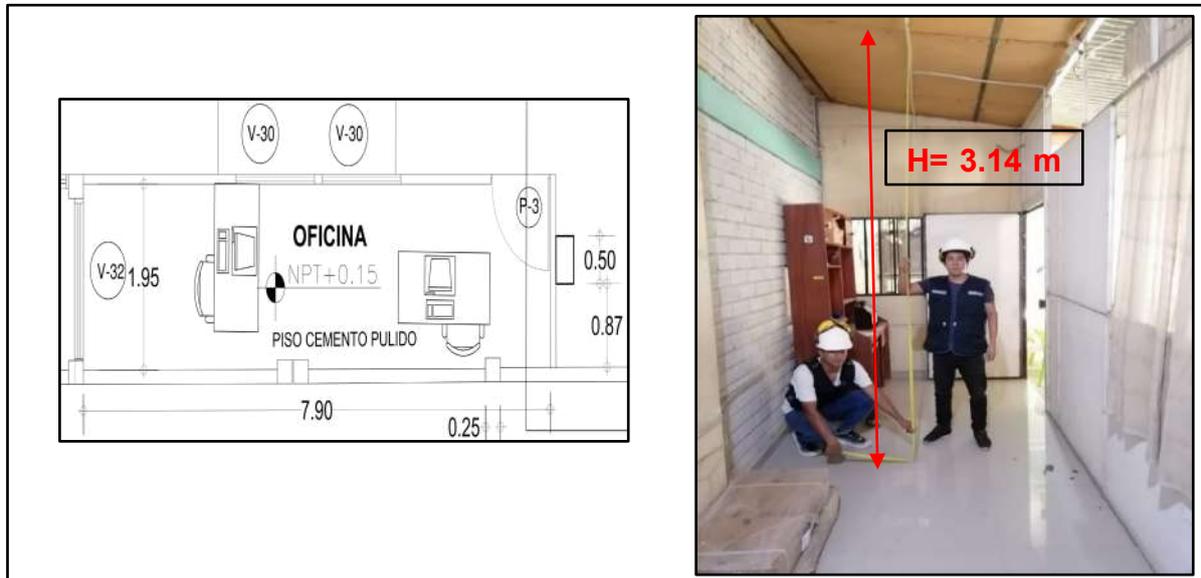


Nota. Elaboración propia.

En el área de oficina del almacenero, se contabiliza cuantos sacos de café ingresan a la planta procesadora de café, asimismo cuantos sacos de café exportable procesan, se obtuvo una altura de 3.14 m, se muestra en la figura (21).

Figura 21

Vista detalle fotográfica de la oficina del almacenero

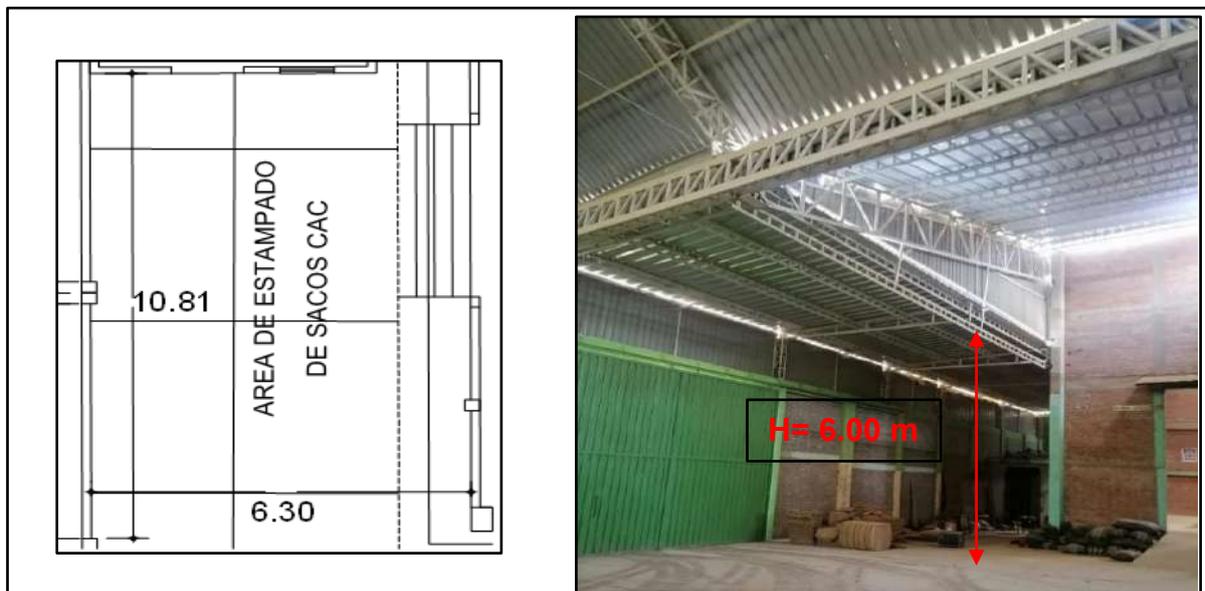


Nota. Elaboración propia.

En el ambiente donde estampan los sacos yute para el uso del café exportable se obtuvo como resultado una altura de 6.00 m, se muestra en la figura (22).

Figura 22

Vista detalle fotográfica del área de estampado

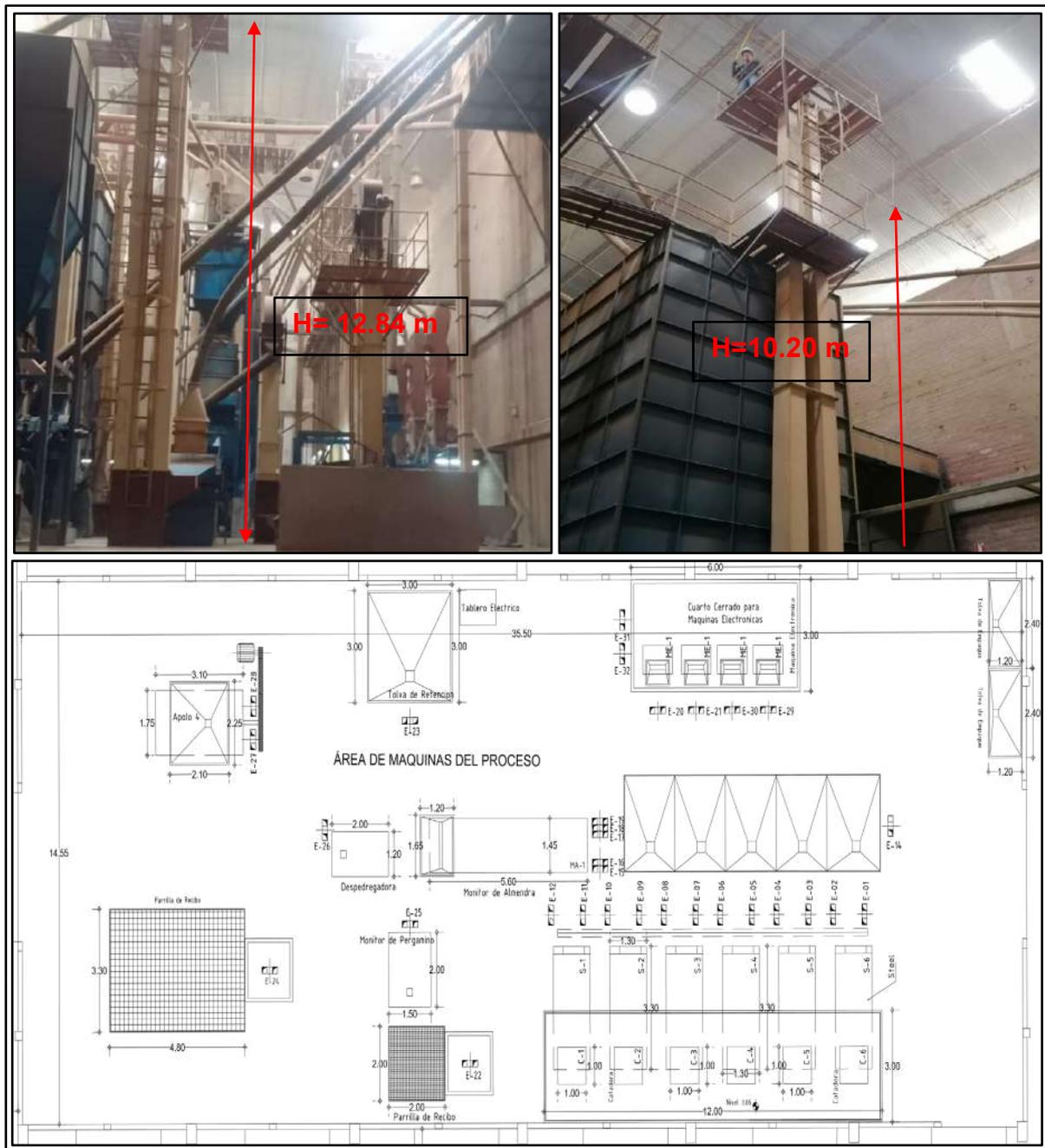


Nota. Elaboración propia.

En el área de máquinas del proceso de café, el techo es parabólico con una altura de 12.84 m, las vigas metálicas están unidas al soporte de la columna en la pared, la columna cuenta con 10.20 m, asimismo el templador está igualmente a esa altura, como se muestra en la figura (23).

Figura 23

Vista detalle fotográfica del área de máquinas del proceso



Nota. Elaboración propia.

En el área de la subestación, donde se encuentra el transformador y un pasadizo, se obtuvo como resultado una altura de 3.40 m, como se muestra en la figura (24).

Figura 24

Vista detalle fotográfica del transformador eléctrico y pasadizo

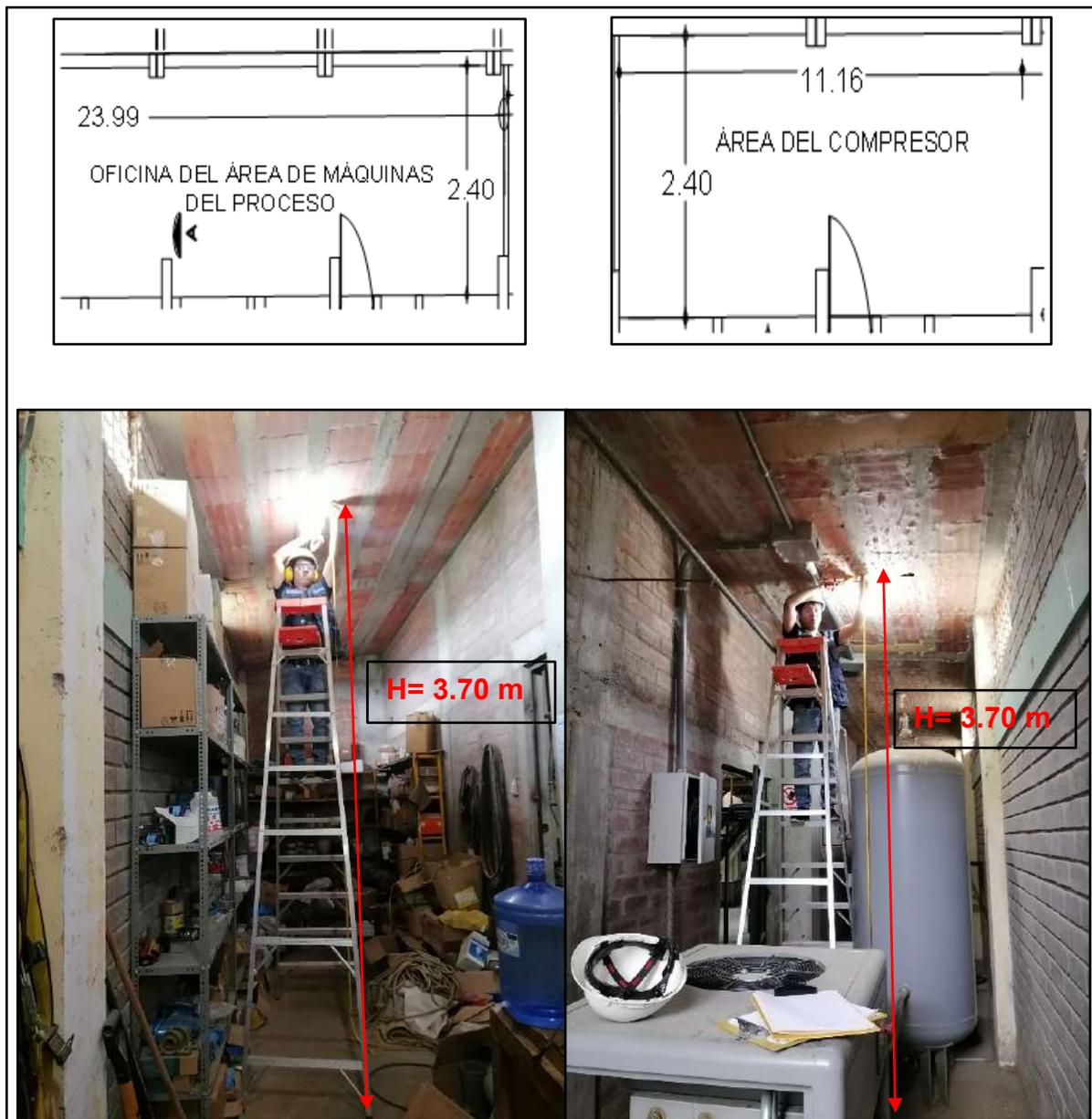


Nota. Elaboración propia.

En la oficina del área de máquinas del proceso y área del compresor se realizó la respectiva medición, obteniendo como resultado la misma altura de 3.70 m, se muestra en la siguiente figura (25).

Figura 25

Vista detalle fotográfica de áreas de oficina de máquinas y compresor



Nota. Elaboración propia.

En la figura (26), se muestra el pasillo 1 (referencia al compresor) con una altura 5.46 m, y los servicios (baños, duchas y lavatorio) una altura de 2.25 m.

Figura 26

Vista detalle fotográfica del pasillo 1 y servicios higiénicos

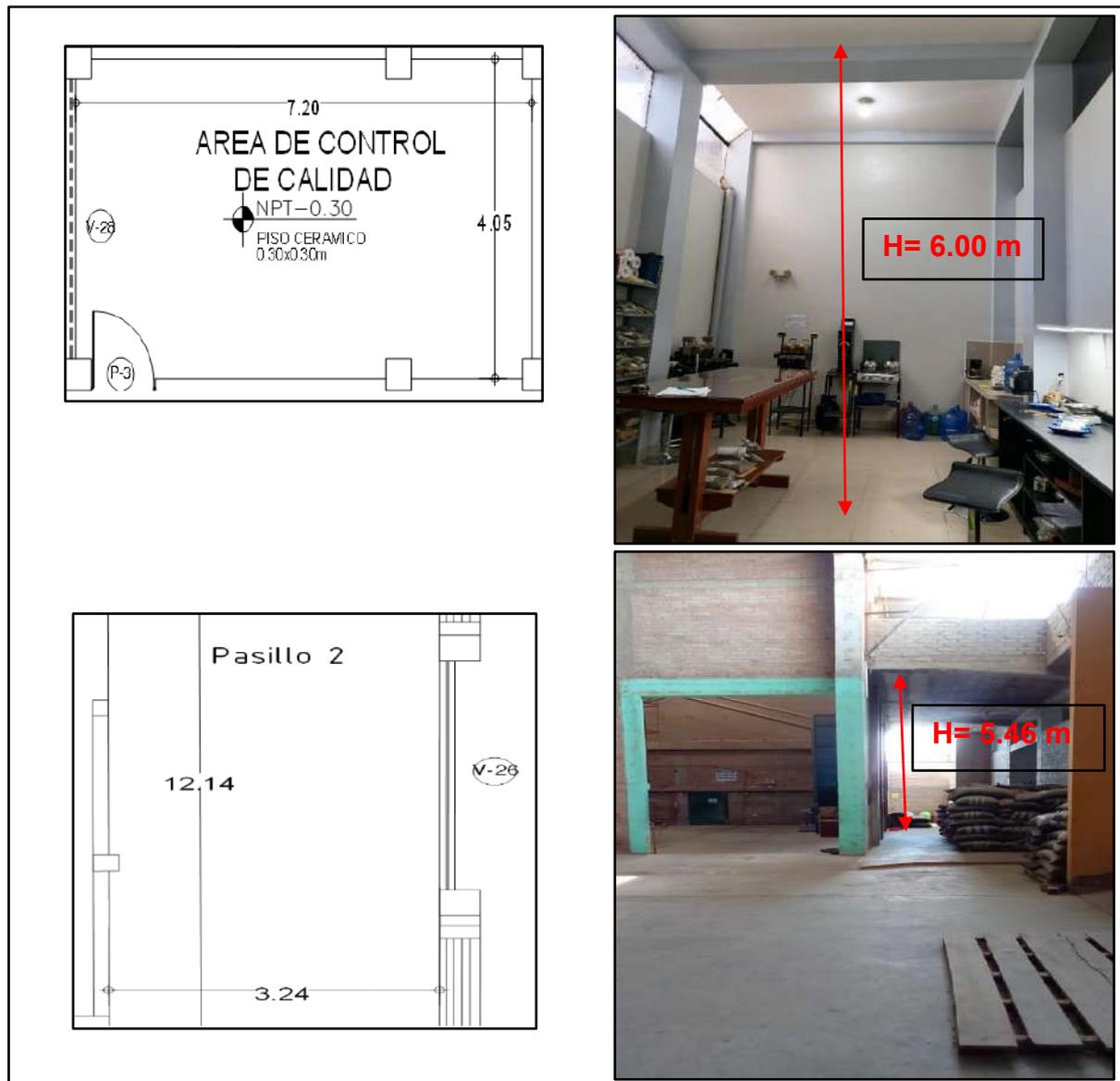


Nota. Elaboración propia.

Para el control de calidad, laboratorio donde se sacan las muestras de café según su rendimiento, es el área donde se sustraen muestras de café seleccionadas por las máquinas electrónicas, se obtuvo una altura 6.00 m, el pasillo 2 tiene la misma altura del pasillo 1 de 5.46 m, se muestra las dimensiones del laboratorio control de calidad en la figura (27).

Figura 27

Vista detalle fotográfica del área control de calidad y pasillo 2

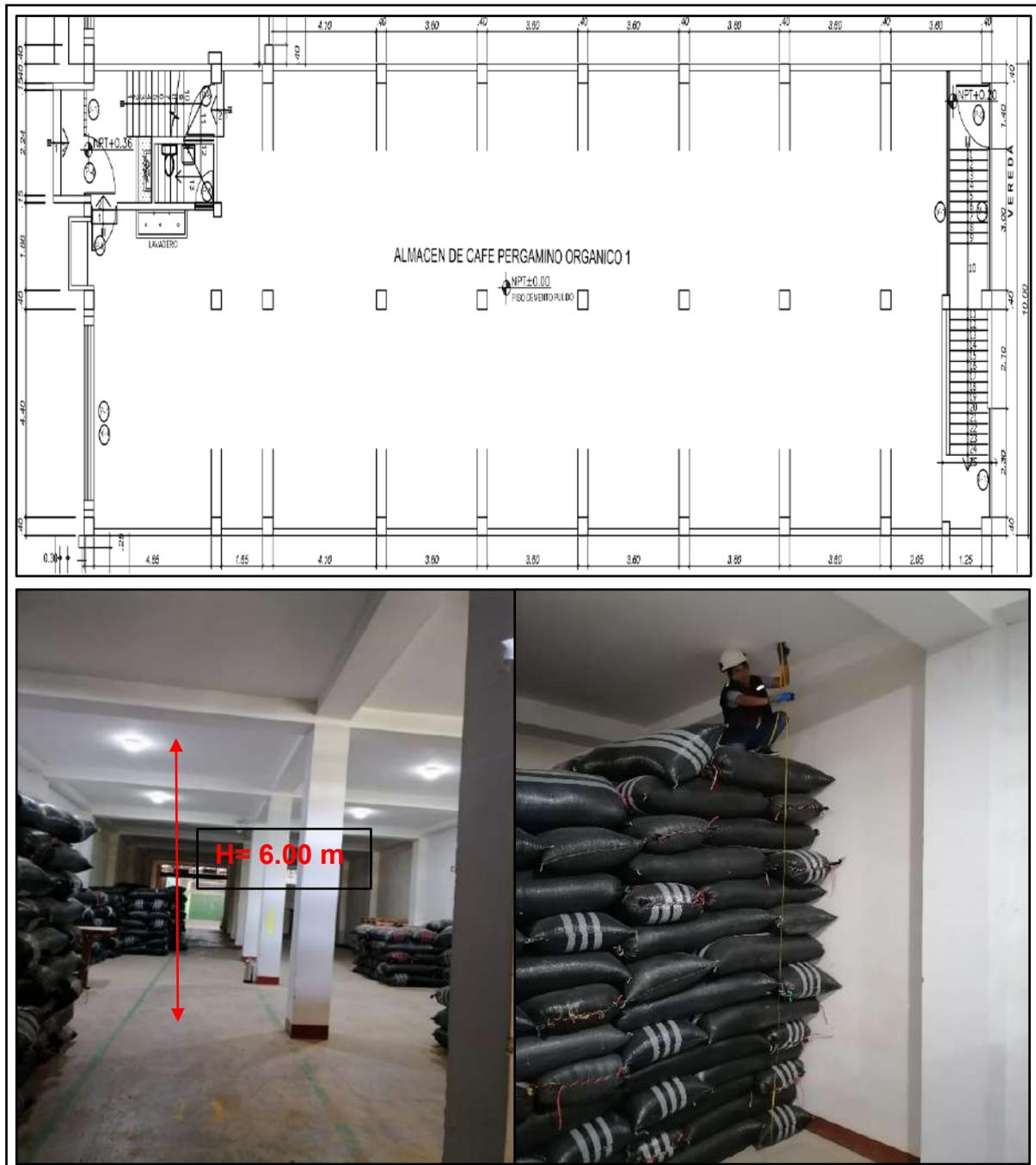


Nota. Elaboración propia.

En la figura (28), se muestra el resultado de la medición de 6.00 m de altura, almacén de café en pergamino.

Figura 28

Vista detalle fotográfica de almacén de café pergamino orgánico 1



Nota. Elaboración propia.

En el almacén de subproducto terminado, entorno donde se almacena el café de segunda que se sustrae de las gravimétricas, las catadoras, las máquinas electrónicas, y la excéntrica, también café que se exporta, en el entorno del almacén del subproducto se obtuvo una altura de 6.00 m, asimismo en la oficina del jefe planta ubicada en segundo piso tiene una altura de 2.96 m, se muestra en la figura (29).

Figura 29

Vista detalle fotográfica almacén subproducto y oficina jefe de planta

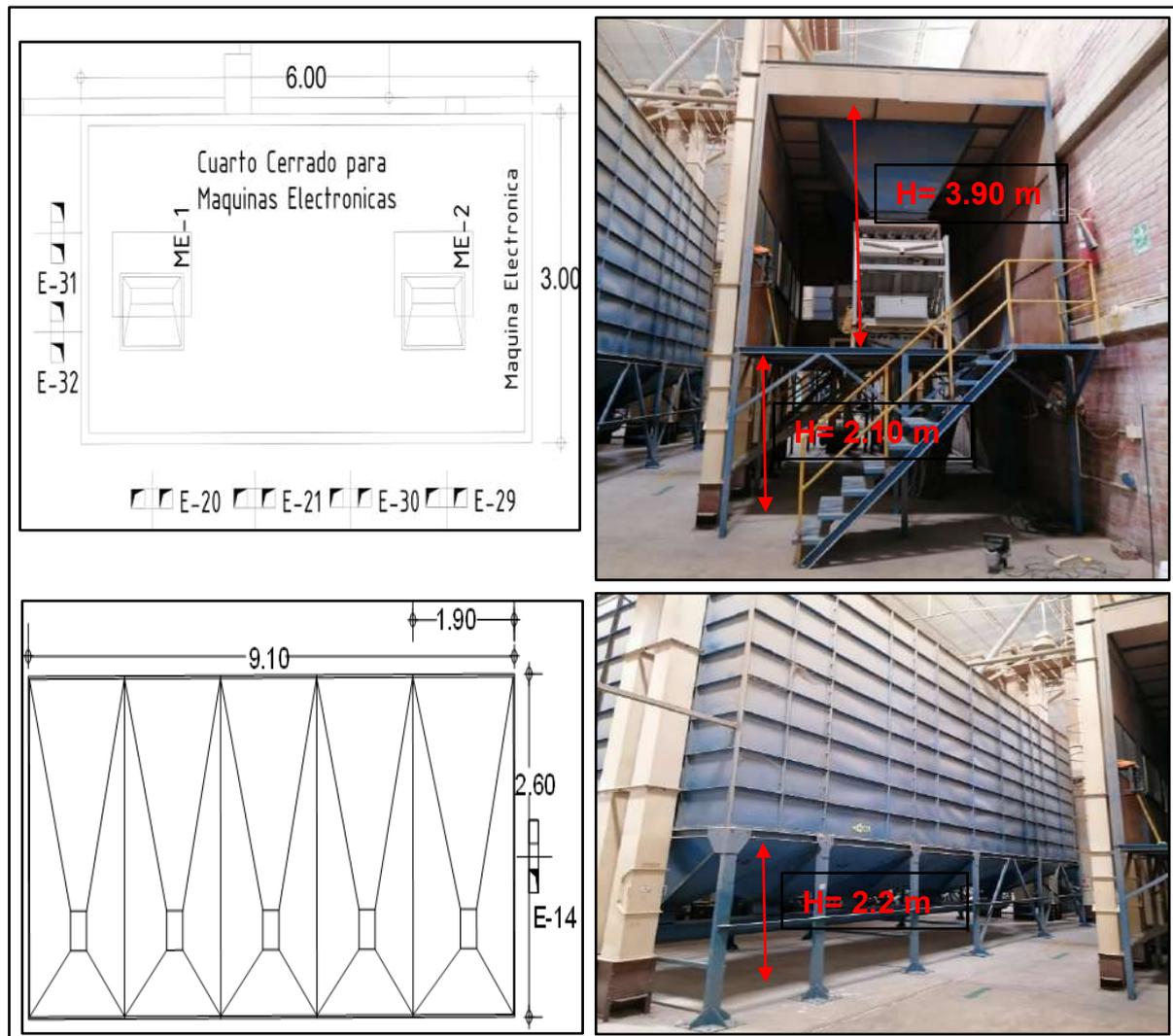


Nota. Elaboración propia.

Como se indica en la siguiente figura (30), se tomaron en consideración, las secciones como, máquinas electrónicas, malla de almacenamiento (5 mallas), gravimétricas (6 gravimétricas) y máquinas catadoras (6 catadoras), que están dentro del área de máquinas del proceso donde están presentes las cargas de iluminación, se muestran las alturas para cada sección en la figura (30) y (31).

Figura 30

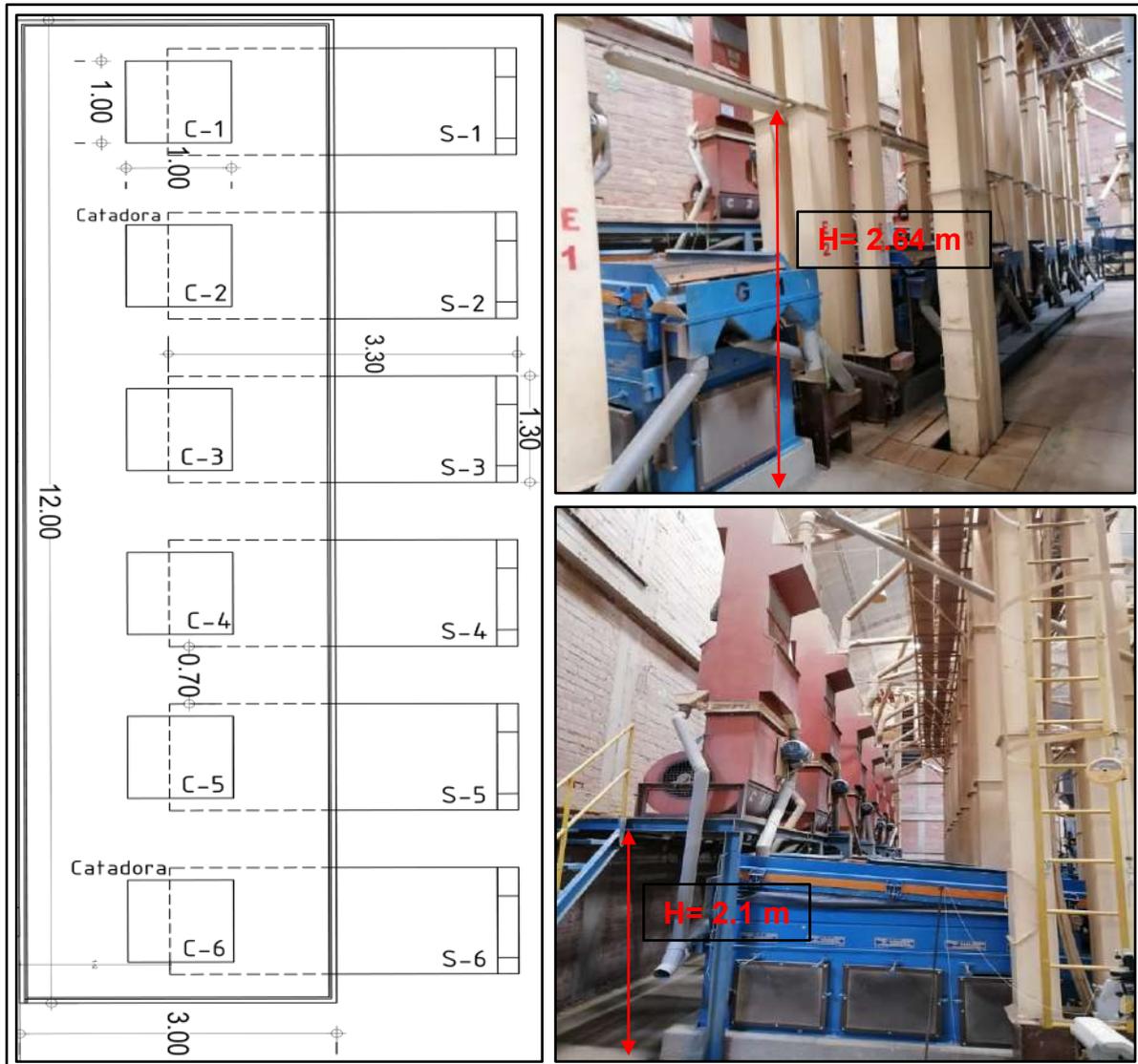
Vista fotográfica de máquinas electrónicas, mallas de almacenamiento



Nota. Elaboración propia.

Figura 31

Vista fotográfica de máquinas gravimétricas, máquinas catadoras



Nota. Elaboración propia.

4.3.2. Simulación del sistema de iluminación con el Software Dialux

El desarrollo de la propuesta de sustitución de iluminación actual por una versión LED y el cálculo de consumo de energía total para el proyecto para dimensionar el sistema fotovoltaico autónomo se produjo tras el estudio de los entornos de trabajo en la actualidad con las cargas LED. Para determinar la iluminancia promedio actual con las luminarias existentes, se realizó mediciones con un luxómetro (equipo para medir condiciones de iluminación en un determinado espacio, la unidad de medida es lux) el instrumento de medición se muestra en el anexo (6) – figura 2A. Las mediciones del sistema de iluminación interior de la CAC se realizaron por puntos, se presenta en la tabla (15), se muestra un panel fotográfico en el anexo (6) – Figura 3A.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro			Norma
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010
1	Vigilancia	PHELIX GL-42	1	26	p1	16.3	12.81 (No cumple)	20
					p2	12.5		
					p3	10.5		
					p4	11.9		
2	Vigilancia	PHELIX GL-42	1	26	p1	13.3	14.27 (No cumple)	20
					p2	17.1		
					p3	15.9		
					p4	10.8		
1	Oficina de almacenamiento	ULIX GSX- 18	1	18	p1	123.7	91.90 (No cumple)	500
		LED - FK30BL			1	30		
			p3	108.3				
			p4	80.9				

Nota. Elaboración propia.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro			Norma	
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010	
1	Máquinas de proceso	Blended Mercury (Duratel)-Halógenas	13	500	C1	p1	33.3	36.31 (No cumple)	300
						p2	32.2		
						p3	28.4		
						p4	22.9		
					C2	p1	50.5		
						p2	40.3		
						p3	35.4		
						p4	30.2		
					C3	p1	45.5		
						p2	52.3		
						p3	29.9		
						p4	26.9		
					C4	p1	33.7		
						p2	52.4		
						p3	43.2		
						p4	47.3		
					C5	p1	25.4		
						p2	22.7		
						p3	32.1		
						p4	41.7		
1	Oficina de área de maquina	ULIX GL-85	4	50	p1	22.4	27.80 (No cumple)	200	
					p2	20.3			
					p3	36.8			
					p4	35.8			
					p5	23.7			
1	Subestación y pasillo 3	ULIX GL-85	3	50	p1	44.3	86.72 (No cumple)	300	
					p2	80.4			
					p3	90.3			
		p4	131.9						
		PHELIX GL-42	4	26	p1	30.2			37.80 (No cumple)
p2	38.3								
p3	40.2								
p4	42.5								

Nota. Elaboración propia.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro		Norma	
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010
1	Almacén pergamino orgánico 1	LED - FK30BL	2	30	p1	43.3	49.75 (No cumple)	200
					p2	52.5		
					p3	50.8		
					p4	47.2		
					p1	49.8		
					p2	60.1		
					p3	46.8		
					p4	48.5		
					p5	43.5		
					p6	50.2		
					p7	49.7		
					p8	45.8		
					p9	51.8		
					p10	63.9		
		p11	42.1					
		p12	40.6					
		PHILIPS de techo	14	24	p13	52.5		
					p14	50.9		
					p15	40.8		
					p16	47.7		
					p17	48.8		
					p18	59.1		
					p19	42.4		
					p20	49.1		
					p21	49.9		
					p22	58.2		
					p23	49.2		
					p24	56.1		
p25	50.3							
p26	55.6							
p27	46.7							
p28	48.1							

Nota. Elaboración propia.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro			Norma
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010 Em (lux)
1	Baño con ducha	LED - FK30BL	1	30	p1	93.9	73.47 (No cumple)	100
					p2	70.3		
					p3	69.1		
					p4	60.6		
1	Producto terminado	ULIX GL-85	6	50	p1	18.4	22.27 (No cumple)	200
					P2	21.6		
					p3	23.2		
					p4	25.9		
1	Control de calidad (Laboratorio)	LAMPTAN NHSL85	2	85	p1	71.7	86.7 (No cumple)	500
					P2	77.2		
					p3	120.4		
					p4	77.5		
1	Compresor	ULIX GL-42	4	26	p1	10.2	15.02 (No cumple)	200
					P2	12.2		
					p3	16.3		
					p4	21.4		
1	Pasillo 1	ULIX GL-85	1	50	p1	9.2	9.85 (No cumple)	100
					p2	7.3		
					p3	7.6		
					p4	15.3		

Nota. Elaboración propia.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro			Norma		
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010		
1	Baño 1		1	25	p1	96.5	73.80 (No cumple)	100		
					p2	62.9				
					p3	64.5				
					p4	71.3				
	Baño 2		1	25	p1	96.6	87.25 (No cumple)	100		
					p2	88.8				
					p3	70.3				
					p4	93.3				
	Ducha 1	Foco Gota E27	1	25	p1	67.2	81.13 (No cumple)	100		
					p2	79.3				
					p3	83.7				
					p4	94.3				
Ducha 2		1	25	p1	77.2	75.37 (No cumple)	100			
				p2	76.5					
				p3	73.3					
				p4	74.5					
Pasillo 2	ULIX GL-85	4	50	p2	92.3	18.25 (No cumple)	100			
				p3	74.2					
				p4	72.3					
				No hay iluminación	..			(pasillo a)
						(pasillo b)	No cumple	100
Escalera	ULIX GL-85	1	50	p1	17.7	16.85 (No cumple)	100			
				P2	18.3					
				p3	16.4					
				p4	20.6					
1 y 2	Escalera	ULIX GL-85	1	50	p1	11.3	16.85 (No cumple)	100		
					P2	19.7				
					p3	16.3				
					p4	20.1				

Nota. Elaboración propia.

Tabla 15

Mediciones de iluminancia interior en la CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	Luxómetro			Norma
					Puntos	(lux)	Em (lux)	EM-010 Em (lux)
2	Oficina jefe de planta	Panel Led RC091	3	40	p1	122.5	91.11 (No cumple)	200
					P2	132.4		
					p3	154.3		
					p4	98.9		
					p5	64.5		
					p6	63.7		
					p7	59.7		
					p8	32.9		
1	S1-Mallas de almacenamiento	PHILIPS lineal TLD Caja 1 -Caja 3	6	36	p1	74.2	79.06 (No cumple)	100
					P2	92.3		
					p3	70.7		
1	S2-ME- área de descarte	PHILIPS lineal TLD Caja 1	2	36	p1	56.9	61.52 (No cumple)	150
					P2	84.3		
					p3	47.4		
					p4	57.5		
2	S3-ME- Selección por color y tamaño	PHILIPS lineal TLD Caja 1	2	36	p1	55.2	45.42 (No cumple)	200
					P2	47.5		
					p3	32.7		
					p4	46.3		
1	S1-MG- Selección por peso	PHILIPS lineal TLD Caja 1 - Caja 6	12	36	p1	86.8	80.96 (No cumple)	100
					P2	86.3		
					p3	93.5		
					p4	35.5		
					p5	92.3		
					p6	91.4		
1	S1-MC- descarte por las catadoras	PHILIPS lineal TLD Caja 1 y caja 2	4	36	p1	62.2	80.32 (No cumple)	100
					P2	95.5		
					p3	90.3		
					p4	73.3		

Nota. Elaboración propia.

4.3.2.1. Cargas de iluminación LED mediante el Software Dialux

El estudio se realizó mediante la simulación del software DIALux evo 11, se utiliza simulaciones profesionales interiores y exteriores, su uso es de manera gratuita con todas sus funcionalidades, se muestra en el anexo (7) - (Figura 56A), para la implementación de luminarias de tecnología LED en la planta de procesos de la CAC en el sistema de iluminación interior se obtuvo por diseñar toda la planta por áreas permitiendo realizar la simulación obteniendo datos de luminarias LED seleccionadas, según norma establecida EM-010, se muestra en la tabla (16).

Tabla 16

Datos de simulación Dialux en la planta CAC

Piso	Área	Luminarias LED	C	P (W)	EM-010 Em (lux)	Dialux Em (lux)	Ver simulación (anexo 7)	
1	Vigilancia	Philips EcoHome ESS LEDBulb – 9W	-	1	9	20	56.6 (si cumple)	Figura 1A y 2A
2	Vigilancia	SS LEDBulb E27 6500K HV 2PF/10 AR	1	7.5	20	20	24.2 (si cumple)	Figura 3A y 4A
1	Oficina de almacenamiento	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	500	500	555 (si cumple)	Figura 5A y 6A
1	Máquinas de proceso	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	18	187	300	300	377 (si cumple)	Figura 7A y 8A
1	Oficina de Área de maquinas	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	8	65	200	200	321 (si cumple)	Figura 9A y 10A
1	Subestación	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	300	300	312 (si cumple)	Figura 11A y 12A
1	Pasillo 3	Philips Led TrueForce Core HB - 30 W - E27-865.	2	30	100	100	123 (si cumple)	Figura 13A y 14A

Nota. Elaboración propia.

Tabla 16

Datos de simulación Dialux en la planta CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias LED	C	P (W)	EM-010 Em (lux)	Dialux Em (lux)	Ver simulación
1	Almacén café pergamino orgánico 1	Philips Led TrueForce - 105 W - E40- 840.	8	105	200	222 (si cumple)	Figura 15A y 16A
1	Baño con ducha incluida - Baño 3	Philips Ledbulb 13W G120-E27-827	1	13	100	103 (si cumple)	Figura 17A y 18A
1	Almacén Producto terminado	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	6	65	200	280 (si cumple)	Figura 19A y 20A
1	Control de calidad (Laboratorio)	Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	6	150	500	522 (si cumple)	Figura 21A y 22A
1	Compresor	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	3	65	200	203 (si cumple)	Figura 23A y 24A
1	Pasillo 1 (referencia al compresor auxiliar)	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	100	120 (si cumple)	Figura 25A y 26A
1	Servicios (Baños y Duchas)	B1. Philips LEDBulb a60 E27	1	9	100	115 (si cumple)	Figura 27A y 28A
		B2. Philips LEDBulb a60 E27	1	9	100	123 (si cumple)	Figura 29A y 30A
		D1. Philips LEDBulb a60 E27	1	9	100	122 (si cumple)	Figura 31A y 32A
		D2. Philips LEDBulb a60 E27	1	9	100	136 (si cumple)	Figura 33A y 34A
		(pasillo a) Led a60 E27	1	11.2	100	160 (si cumple)	Figura 35A
		(pasillo b) Led a60 E27	2	11.2	100	124 (si cumple)	Figura 36A
1	Pasillo 2	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	100	108 (si cumple)	Figura 37A y 38 A
1 - 2	Escalera	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	1	65	100	150 (si cumple)	Figura 39A
		Philips Ledbulb 11,2 W-a60-E27-940	1	11.2	100	157 (si cumple)	
2	Oficina jefe de Planta	Philips Ledbulb 11,2 W-a60-E27-941	1	11.2	100	156 (si cumple)	Figura 40A y 41A
		Ledvance – Led Trusys flex p 70 W OP WT - EM	1	70	200	221 (si cumple)	

Nota. Elaboración propia.

Tabla 16*Datos de simulación Dialux en la planta CAC (continuación)*

Piso	Secciones (S)	Luminarias	C	P (W)	EM-010 Em (lux)	Dialux Em (lux)	Ver simulación
1	S2-ME- Area de descarte	Caja 1 Ledvance TRUSYS FLEX P 35W 840 W OP WT-EM	1	35	150	222 (si cumple)	Figura 42A y 43A
2	S3- ME- Selección por color y tamaño	Caja 1 Ledvance – Led Trusys flex p 70 W OP WT – EM	1	70	200	345 (si cumple)	Figura 44A y 45A
1	S1- MC- descarte por las catadoras	Caja1 - Caja2 - Caja 3 Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	3	42	100	147 (si cumple)	Figura 46A y 47A

Nota. Elaboración propia.

Para las secciones, mallas de almacenamiento, selección por peso, que se encuentran dentro del área de máquinas no se consideró en la simulación mediante el software Dialux se determinó como resultado obtenido en el área de máquinas del proceso que si cumple a iluminar esas secciones. Se muestra los resultados de la simulación en el software Dialux en las áreas donde no existen luminarias, tabla (17).

Tabla 17*Datos de simulación Dialux en las áreas donde no existe luminarias*

Piso	Área	Luminarias	C	P (W)	EM-010 Em (lux)	Dialux Em (lux)	Ver simulación
1	Almacén pergamino orgánico 2	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	12	187	200	360 (si cumple)	Figura 48A y 49A
1	Acceso Vehicular	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	9	187	200	242 (si cumple)	Figura 50A y 51A
1	Estampado	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	2	187	500	543 (si cumple)	Figura 52A y 53A
1	Café exportable	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	10	187	200	294 (si cumple)	Figura 54A y 55A

Nota. Elaboración propia.

4.4. Dimensionar el sistema fotovoltaico para cubrir la demanda de iluminación interior LED

En el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se determinará mediante las nuevas cargas de iluminación simuladas en el software Dialux, se muestra en la tabla (18) el reemplazo de las cargas existentes por unas nuevas LED, si se dispusiera de cargas en CD se tomará en cuenta para el cálculo, en este caso las cargas del sistema son en CA, se considera eficiencias del inversor, batería, conductor.

Tabla 18

Nuevas cargas de iluminación interior en la planta CAC

Piso	Área	Luminarias	C	PU	PTI	F. S	H/d	Edm Wh/día
1	Vigilancia	Interior Philips - EcoHome ESS LEDBulb	1	9	9	1	8	72
2	Vigilancia	Interior SS LEDBulb E27 6500K HV 2PF/10 AR	1	7.5	7.5	1	1	7.5
1	Oficina de almacenamiento	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	260	1	1	260
1	Máquinas de proceso (5 circuitos)	Interior Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	6	187	1 222	1	1	1 222
1	Oficina de área de maquinas	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	12	187	2 244	1	4	8 976
1	Oficina de área de maquinas	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	8	65	520	1	2	1 040
1	Subestación	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	260	1	1	260
1	Subestación	Pasillo 3 Philips Led TrueForce Core HB - 30 W - E27- 865.	2	30	60	1	1	60
1	Almacén café pergamino orgánico 1	Interior Philips Led TrueForce - 105 W - E40- 840.	8	105	840	1	2	1 680
1	Baño con ducha incluida -Baño 3	Interior Philips Ledbulb 13W G120-E27-827	1	13	13	1	1	13

Nota. Elaboración propia.

Tabla 18

Nuevas cargas del sistema de iluminación interior en la planta CAC (continuación)

Piso	Área	Luminarias	C	PU	PTI	F. S	H/d	Edm Wh/día
1	Producto terminado	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	6	65	390	1	1	390
1	Control de calidad	Interior Corn Cobs-150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	6	150	900	1	2	1 800
1	Compresor	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	3	65	195	1	0.45	87.75
1	Pasillo 1 (referencia al compresor auxiliar)	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	260	1	1	260
		Baño 1 y 2	1	9	9	1	0.45	4.05
			1	9	9	1	0.45	4.05
1	Servicios	Ducha 1 y 2	1	9	9	1	1	9
			1	9	9	1	1	9
		(Pasillo a)	1	11.2	11.2	1	1	11.2
		(Pasillo b)	2	11.2	11.2	1	1	22.4
1	Pasillo 2	Interior Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65	260	1	2	520
		E1	1	65	65	1	0.45	29.25
1 - 2	Escalera	Interseccion 1-2 Philips Ledbulb 11,2 W-a60-E27-940	1	11.2	11.2	1	0.45	5.04
		E2 Philips Ledbulb 11,2 W-a60-E27-941	1	11.2	11.2	1	0.45	5.04
2	Oficina Jefe de Planta	Interior Ledvance – Led Trusys flex p 70 W OP WT - EM	1	70	70	1	2	140
Total (Wh/día)					7 567.5	16 787.28		

Nota. Elaboración propia.

Se muestra el resumen del cálculo de resultados en el anexo (8), en la tabla (19) se obtuvo el consumo de energía medio diario de 16 787.28 Wh/día, con una potencia instalada de 7 567.5 W. En la tabla (19) se muestra las cargas de iluminación en el área de máquinas del proceso en cada sección, descarte por las máquinas electrónicas, selección de máquinas electrónicas, sección de descarte de las catadoras, resumen de cálculo del anexo (9), obteniendo como resultado una potencia instalada de 231 W, y un consumo de energía de 546 Wh/día.

Tabla 19

Nuevas cargas en las secciones del área de máquinas

Piso	Secciones (S)		Luminarias	C	PU	PTI	F. S	H/d	Edm Wh/día
1	S2-ME-Area de descarte	Caja 1	Ledvance TRUSYS FLEX P 35W 840 W OP WT-EM	1	35	35	1	4	140
2	S3- ME- Selección por color y tamaño	Caja 1	Ledvance – Led Trusys flex p 70 W OP WT – EM	1	70	70	1	4	280
1	S1- MC - descarte por las catadoras	Caja1 - Caja2 - Caja3	Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	3	42	126	1	1	126
Total (Wh/día)						231			546

Nota. Elaboración propia.

Para el cálculo se determinó mediante sumatorias las nuevas potencias instaladas de iluminación interior, con la ecuación (40).

$$\sum PTI = 7\,567.5\text{ W} + 231\text{ W} = 7\,798.5\text{ W}$$

Para el consumo de energía se determinó del mismo modo, aplicando sumatorias, con la ecuación (41), se obtuvo como resultado 17.33 kWh/día asimismo se estimó para un mes (30 días) con una energía consumida de 519.9 kWh/mes.

$$\sum Edm, total = \text{Energía total de áreas} + \text{Energía total de secciones}$$

$$\sum Edm, total = 16\,787.28\text{ Wh/día} + 546\text{ Wh/día}$$

$$\sum Edm, total = 17\,333\text{ Wh/día}$$

Con una máxima demanda utilizando un factor de simultaneidad de 1 obtenemos la potencia utilizada es igual a la potencia instalada, entonces cumple que la máxima demanda debe ser menor o igual a la potencia instalada, se utilizó la ecuación (39).

$$\sum PTU = \text{Potencia total de áreas} + \text{Potencia total de las secciones} \times F_S$$

$$\sum PTU = 7\,798.5 \text{ W} \times 1$$

$$\sum PTU = 7\,798.5 \text{ W}$$

Asimismo, se muestra las cargas eléctricas LED simuladas en las áreas donde no existe iluminación, se muestra en la tabla (20).

Tabla 20

Propuesta de luminarias LED en áreas donde no existe iluminación

Piso	Área	Luminarias	C	PU	PTI	F. S	H/d	Edm Wh/día
1	Almacén pergamino orgánico 2	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	12	187	2 244	1	1	2 244
1	Acceso Vehicular	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	9	187	1 683	1	2	3 366
1	Estampado	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	2	187	374	1	1	374
1	Café exportable	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	10	187	1 870	1	2	3 740
Total (Wh/día)					6 171			9 724

Nota. Elaboración propia.

Se determino la potencia instalada con la ecuación (40), y consumo de energía con la ecuación (41) considerando las cargas de implementación donde no existe iluminación interior más las nuevas cargas LED reemplazando a las existentes, obteniendo 27.603 kWh/día con una energía de 828 kWh/mes.

$$\sum PTT = PT, \text{áreas} + PT, \text{secciones} + PT, \text{áreas donde no existe iluminación}$$

$$\sum PTI = 7\,798.5 \text{ W} + 231 \text{ W} + 6\,171 \text{ W} = 14\,200.5 \text{ W}$$

$$\sum Edm, \text{total} = ET, \text{áreas} + ET, \text{secciones} + ET, \text{áreas donde no existe iluminación}$$

$$\sum Edm, \text{total} = 17\,333 \text{ Wh/día} + 546 \text{ Wh/día} + 9\,724 \text{ Wh/día} = 27\,603 \text{ Wh/día}$$

$$\sum Edm, \text{total} = 828 \text{ kWh/mes}$$

Se representa un cuadro comparativo de las cargas de iluminación en el sistema interior actual con las cargas mediante tecnología LED nuevas simuladas en el software Dialux en la planta de la CAC, en la tabla (21).

Tabla 21

Comparación del sistema de iluminación actual entre el propuesto LED

Resumen de resultados	Cargas de iluminación	
	PTI (W)	Edm, total (Wh/día)
1. Existentes actuales.	9 786	28 461.8
2. Nuevas LED (reemplazando a las cargas existentes actuales).	7 798.5	17 333
3. Nuevas LED + Las áreas donde no existe iluminación (cargas)	14 200.5	27 603

Nota. Elaboración propia.

Para el cálculo del sistema fotovoltaico para toda la planta del sistema de iluminación interior LED propuesto se toma el punto 3 de la tabla (21), se estimó el consumo medio diario, se utilizó la ecuación (7).

$$E_{dm,sfv} = \frac{\frac{E_{dm,CD}}{n_r} + \frac{E_{dm,CA}}{n_i}}{n_{bat} \times n_{cond}}$$

$$E_{dm,sfv} = \frac{0 + \frac{27\,603 \text{ Wh/día}}{0.90}}{0.85 \times 0.98}$$

$$E_{dm,sfv} = 36\,818.73 \text{ Wh/día}$$

Se determinó una energía diaria media en corriente alterna de 27 603 Wh/día, obteniendo como resultado el consumo diario medio de 36 818.73 Wh/día. Una vez calculado la energía diaria consumida estimando la tensión nominal para el sistema de generación de 48 V, se selecciona en función de la potencia calculada para este

caso se seleccionó con la carga total utilizada, se muestra en la tabla (2) los voltajes para una determinada carga, para obtener el cálculo de la carga corregida en (Ah/día), se utilizó la ecuación (8).

$$Q = \frac{E_{dm,sfv}}{V_{n,gen}}$$

$$Q = \frac{36\,818.73 \text{ Wh/día}}{48 \text{ V}}$$

$$Q = 767.06 \text{ Ah/día}$$

Obteniendo como resultado 767.06 Ah/día, con el valor de la carga corregida entre las horas de sol diario promedio del aplicativo de la NASA, con el mes más crítico desfavorable, según el ángulo óptimo obtenido, para determinar la corriente máxima del proyecto que deben entregar las celdas fotovoltaicas, se utilizó la ecuación (9), se muestra en la tabla (22).

$$I_{proyecto} = \frac{Q}{HSD_{crit}}$$

Tabla 22

Determinación de la corriente de proyecto

Mes	Cálculo con ángulo óptimo (< 7. 68°)				
	Q		HSP		I _{proyecto}
Enero	767.06	/	4.00	=	191.77
Febrero	767.06	/	3.78	=	202.72
Marzo	767.06	/	3.98	=	192.83
Abril	767.06	/	4.10	=	186.99
Mayo	767.06	/	3.98	=	192.92
Junio	767.06	/	3.99	=	192.23
Julio	767.06	/	3.97	=	193.30
Agosto	767.06	/	4.51	=	170.15
Septiembre	767.06	/	4.43	=	173.15
Octubre	767.06	/	4.69	=	163.42
Noviembre	767.06	/	4.56	=	168.22
Diciembre	767.06	/	4.29	=	178.81

Nota. Elaboración propia.

Con la ecuación (10) se utilizó para calcular el número total de paneles fotovoltaicos, primeramente, se determinó el número de paneles en paralelo y el número de paneles en serie, en este caso los paneles solares estarán orientados hacia el Norte, porque el Perú está ubicado en el hemisferio Sur según al ángulo azimut que se encuentra por debajo de la línea ecuatorial, con una declinación de 3° hacia el oeste con respecto al Norte, es decir se debe compensar 3° hacia el oeste el panel fotovoltaico, se obtuvo la declinación magnética de la página de la NOAA (<https://ngdc.noaa.gov/geomag/calculators/magcalc.shtml?#declination>).

$$N_{T,paneles} = N_{p,paralelo} \times N_{p,serie}$$

Se utilizó la ecuación (11), para calcular los paneles fotovoltaicos paralelos, donde el número de paneles paralelos es igual al número de ramas. Para el diseño se seleccionó paneles policristalinos, uno de los más potentes de su clase, cuyas especificaciones de datos del fabricante se muestran en el anexo (10), asegurando su eficiencia en ambientes cálidos y su resistencia al sobrecalentamiento, se muestra en la tabla (23).

Tabla 23

Datos de fabricante paneles fotovoltaicos policristalino

Parámetros Eléctricos	Valores	Unidad
Potencia máxima (Wp)	340	W
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46.4	V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.45	A
Voltaje de potencia máximo (Vm)	38.5	V
Corriente de potencia máxima (Im)	8.84	A
Eficiencia del módulo	17.5	%
Voltaje nominal (V)	24	V

Nota. Elaboración propia. Tomado de <https://autosolar.pe/pdf/ERA-340w.pdf>

Para determinar cuántos paneles se necesitarán para el generador fotovoltaico, se procede teniendo en cuenta un factor de degradación o reducción de la celda fotovoltaica de 0.90, obteniendo como resultado 27 paneles en paralelo.

$$N_{P,Paralelo} = \frac{I_{Proyecto}}{F_R \times I_{P,Operacion}}$$

$$N_{P,Paralelo} = \frac{202.72 \text{ A}}{0.90 \times 8.84 \text{ A}}$$

$$N_{P,Paralelo} = 25.5 \approx 27 \text{ paneles}$$

Los módulos solares se encuentran típicamente en voltajes 12 VDC o 24 VDC, dependiendo de cuantos deban conectarse y de cuanta electricidad produzca el sistema fotovoltaico, tomando en cuenta la tensión del sistema de generación fotovoltaico seleccionado por la potencia instalada de 48 V se muestra en tabla (2), se utiliza la ecuación (12) para calcular los paneles fotovoltaicos cuando se conectan en serie. Dos paneles fotovoltaicos se producen en secuencia como resultado de los hallazgos.

$$N_{P,serie} = \frac{V_{n,gen}}{V_{n,p}}$$

$$N_{P,serie} = \frac{48 \text{ V}}{24 \text{ V}}$$

$$N_{P,serie} = 2 \text{ paneles}$$

Obteniendo para el cálculo la cantidad total de paneles, se utilizó la ecuación (10) dando como resultado 54 paneles fotovoltaicos de 340 W. Para determinar el cálculo del sistema de generación se realizará mediante la ecuación (13). La capacidad total es de 18 360 Wp de los 54 paneles solares que se utilizarán en el sistema de generación fotovoltaica será suficiente para las nuevas cargas propuestas LED, 27 paneles en paralelo (se distribuirá en 3 grupos dentro de ello en 9 subgrupos) y 2 paneles en serie componen el sistema de generación fotovoltaica.

$$P_{n,gen} = N_{P,serie} \times N_{P,Paralelo} \times P_{max,P}$$

$$P_{n,gen} = 2 \times 27 \times 340 \text{ W}$$

$$P_{n,gen} = 18\,360 \text{ Wp}$$

Para el cálculo del subsistema del acumulador, la necesidad de un sistema de almacenamiento se debe a las diferencias en la forma en que la energía solar llega a los paneles fotovoltaicos por diversas causas. Este sistema tiene la capacidad de conservar energía durante los momentos en que la radiación recibida impide que la instalación funcione de acuerdo con las especificaciones previstas. Para efectos de calcular la capacidad nominal del banco de baterías y la cantidad de baterías a poner en paralelo y en serie, estará en función a 3 días de autonomía, tomando un factor de profundidad máxima de descarga diaria de 0.70 y un factor de ajuste de temperatura 0.90, se utilizó la ecuación (14).

$$C_{B,baterias} = \frac{Q \times A}{PD_{max} \times F_{CT}}$$

$$C_{B,baterias} = \frac{767.06 \text{ Ah/día} \times 3}{0.70 \times 0.90}$$

$$C_{B,baterias} = 3\,652.67 \text{ Ah/día}$$

Para el sistema de acumulación de baterías se seleccionó tipo de batería AGM, se muestra datos de fabricante en la tabla (24), y la ficha técnica en el anexo (11).

Tabla 24

Datos de fabricante baterías para el diseño del sistema

Parámetros eléctricos	Valores	
Tipo de batería	AGM	
Marca	TENSITE	
Voltaje nominal	12	V
Capacidad nominal	250	Ah

Nota. Elaboración propia. Tomado de <https://autosolar.pe/pdf/datasheet-tensite-batteries-AGM-12-250.pdf>

Para determinar el cálculo de cantidad de baterías en total se utilizó la ecuación (15).

$$N_{T,baterias} = N_{b,paralelo} \times N_{b,serie}$$

$$N_{T,baterias} = 15 \times 4$$

$$N_{T,baterias} = 60 \text{ baterias}$$

✓ Para conexión en paralelo se utilizó la ecuación (16).

$$N_{b,paralelo} = \frac{CB_{baterias}}{C_{n,bateria}}$$

$$N_{b,paralelo} = \frac{3\ 652.67 \text{ Ah/día}}{250 \text{ Ah/día}}$$

$$N_{b,paralelo} = 15 \text{ baterias}$$

✓ Para conexión en serie se utilizó la ecuación (17).

$$N_{b,serie} = \frac{V_{n,gen}}{V_{n,bateria}}$$

$$N_{b,serie} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}}$$

$$N_{b,serie} = 4 \text{ baterias}$$

Se determinó el cálculo del voltaje neto de las baterías, primero se determina la tensión del conjunto de paneles fotovoltaicos, con la ecuación (19).

$$V_{conjunto} = V_{ope,panel} \times N_{P,serie}$$

$$V_{conjunto} = 38.5 \text{ V} \times 2$$

$$V_{conjunto} = 77 \text{ V}$$

Se consideró un efecto por temperatura a 55 °C; y el efecto por caída de tensión en cables de 3%. Con este valor de 77 V que se determinó en la ecuación (19), y reemplazando en la ecuación (18), se tiene un voltaje neto al banco de baterías de 73 V que es inferior al voltaje conjunto de los paneles solares, por lo que cumple. De no cumplir se tiene que seleccionar otro panel fotovoltaico.

$$V_{neto,baterias} = V_{conjunto} - (e_{t,^{\circ}C} - e_{\Delta v,conductores})$$

$$V_{neto,baterias} = 77 \text{ V} - (55^{\circ}\text{C} - 3\%)$$

$$V_{neto,baterias} = 73 \text{ V}$$

Para determinar la corriente máxima de entrada y corriente máxima de salida que debe soportar el regulador se utilizara la ecuación (20), la corriente de salida del regulador debe ser mayor que la corriente del generador cuando el generador solar está funcionando a su máxima capacidad de corriente, ecuación (21).

$$I_{oper,G} = I_{oper,panel} \times N_{P,Paralelo}$$

$$I_{oper,G} = 8.84 \text{ A} \times 27$$

$$I_{oper,G} = 238.68 \text{ A}$$

Se determina la capacidad de corriente máxima del generador.

$$I_{max,G} = I_{SC,G} = I_{SC} \times N_{P,Paralelo}$$

$$I_{max,G} = I_{SC,G} = 9.45 \text{ A} \times 27$$

$$I_{max,G} = I_{SC,G} = 255.15 \text{ A}$$

En la selección del controlador de carga debe elegirse con base a la corriente de entrada o la corriente máxima del generador multiplicada por un factor de seguridad, donde la corriente del controlador debe ser mayor. Se utilizaron las ecuaciones (22), (23) y (24) para calcular la corriente del subsistema de regulador.

$$I_{regulador} > I_{entrada}$$

$$I_{regulador} > F_{SC} \times I_{max,G}$$

$$I_{regulador} > 1.25 \times I_{sc,panel} \times N_{P,Paralelo}$$

$$I_{regulador} > 1.25 \times 9.45 \text{ A} \times 27$$

$$I_{regulador} > 319 \text{ A}$$

$$100 \text{ A} > 319 \text{ A}$$

La corriente de entrada al regulador es de 319 A, se seleccionó el controlador SmartSolar MPPT 150/100 - VICTRON ofrece hasta 100 A, compatible con baterías de 12 V, 24 V, 48 V, para este caso se seleccionó una batería de 12 V, se muestra en tabla (25), ficha del fabricante se muestra en el anexo (12).

Tabla 25

Datos de fabricante del controlador de carga del sistema

Parámetros eléctricos	Valores	
Tipo de regulador	MPPT	
Marca	Victron	
Corriente de carga nominal	100	A
Voltaje máximo del circuito abierto	150	V
Tensión de la batería	12	V
Eficiencia máxima	98%	

Nota. Elaboración propia. Tomado de <https://autosolar.pe/pdf/Ficha-smartsolar-mppt-victron-150-45-a-150-100.pdf>

Para calcular el número de reguladores se utilizó la siguiente ecuación (25)

$$N_{Regulador} = \frac{N_{p,paralelo} \times I_{sc} + (N_{p,paralelo} \times I_{sc} \times F_{ms})}{I_{Regulador \text{ seleccionado}}}$$

$$N_{Regulador} = \frac{27 \times 9.45 \text{ A} + (27 \times 9.45 \text{ A} \times 20\%)}{100 \text{ A}}$$

$$N_{Regulador} = 3.1 \approx 4 \text{ reguladores}$$

Se obtuvo como resultado 4 reguladores MPPT 150/100 - VICTRON de 100 amperios, de tal modo en la ecuación (22) se establece que la intensidad del regulador debe ser mayor a la intensidad de entrada al regulador por el panel, obteniendo las sumatorias de los 4 reguladores tenemos 400 A, cumpliendo con el sistema siendo mayor a la intensidad de 319 A de entrada al regulador.

En el cálculo del inversor se recomienda establecer un factor de simultaneidad de 1 para las cargas de iluminación con el fin de garantizar que la potencia total de todos los receptores que pueden operar simultáneamente no iguala o supera la potencia nominal del inversor. La ecuación permite determinar la potencia del inversor (26).

$$P_{inv} = P_{CA} \times F_S$$

$$P_{inv} = 14\,200.5 \text{ W} \times 1$$

$$P_{inv} = 14\,200.5 \text{ W}$$

Se realizó una sumatoria de la potencia total de todos los equipos, se obtuvo como resultado 14 200.5 W en CA, se seleccionó un inversor HD Wave Solar Edge SE10000H Conexión Red Monofásico de 10 000 VA, es uno de los modelos de superior potencia dentro de la gama HD-Wave del fabricante Solar Edge, se muestra datos de fabricante en la tabla (26), y la ficha técnica del fabricante se muestra en el anexo (13).

Tabla 26*Datos de fabricante del inversor del sistema*

Parámetros eléctricos	Valores	Unidad
Potencia nominal de entrada	15 500	W
Potencia nominal salida	10 000	VA
Tensión nominal de entrada	48	VCD
Tensión nominal de salida	220/230	VCA
Corriente máxima de entrada	25.5	A
Corriente máxima de salida	45.5	A
Rendimiento	99.2	%
Frecuencia de operación	50/60	HZ
Factor de potencia	0.8	

Nota. Elaboración propia. Tomado de <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-hd-wave-8000w-solaredge-conexion-red-monofasico>

Para las cargas de iluminación LED se utilizó un inversor SE10000H Conexión Red Monofásico de 10 000 VA multiplicando por el factor de potencia de 0.8 se obtiene un resultado de 8 000 W, en 2 inversores la potencia sería 16 000 W suficiente para soportar las cargas de iluminación de 14 200.5 W, si el equipo incluye un motor o un compresor, el tamaño del inversor debe ser al menos tres veces mayor que la capacidad de esos dispositivos, además de espacio adicional para manejar los sobrecorrientes durante el arranque. Obteniendo la cantidad de inversores a utilizar en el sistema fotovoltaico con la ecuación (27).

$$N_{inv} = \frac{P_{inversor}}{P_{inv,seleccionado}}$$

$$N_{inv} = \frac{14\,200.5\text{ W}}{8\,000\text{ W}}$$

$$N_{inv} = 1.77 \approx 2\text{ inversores}$$

Para el cálculo de conductores en el sistema fotovoltaico se realizó por tramos que se muestra en la figura (4), se utilizó la ecuación (29), los datos de fabricante de los conductores se muestran en el anexo (14). Conductores Eléctricos Lima S.A es una de las empresas líderes en la producción y distribución de conductores eléctricos en el Perú (CELSA, 2022), la conductividad del conductor (γ_{θ}) es de 44 m/Ω. mm² a la temperatura de servicio θ prevista.

Tramo 1 y 2

Para el tramo 1 el mismo panel tiene su cable para instalar, y en el tramo 2 del generador fotovoltaico al controlador de carga tendrá una longitud de 60 m, se toma la longitud diferencial desde el último panel hasta el primer panel que existe de 54 m, más la longitud de 6 m hasta el regulador, que se instalará un lugar apropiado en un cuarto de máquinas. La corriente de entrada nominal debe ser 1.25 veces la corriente de cortocircuito del generador, se utilizó la ecuación (42).

$$I_R = 1.25 \times I_{sc,panel} \quad (42)$$

$$I_R = 1.25 \times 9.45 \text{ A}$$

$$I_R = 11.81 \text{ A}$$

$$S = \frac{200 \times 60 \text{ m} \times 11.81 \text{ A}}{3 \% \times 48 \text{ V} \times 44 \text{ m}/\Omega. \text{ mm}^2}$$

$$S = 22.36 \text{ mm}^2$$

$$\text{Sección seleccionada} = 25 \text{ mm}^2$$

Tramo 3

Para el tramo 3, del regulador de carga hasta el sistema de acumulación, consta a una longitud de 4 m.

$$S = \frac{200 \times 4 \text{ m} \times 11.81 \text{ A}}{1 \% \times 48 \text{ V} \times 44 \text{ m}/\Omega. \text{ mm}^2}$$

$$S = 4.47 \text{ mm}^2$$

$$\text{Sección seleccionada} = 6 \text{ mm}^2$$

Tramo 4

Para el tramo 4, del regulador de carga hasta el inversor con una longitud de 1 m, se utilizó la ecuación (43).

$$I_{inv} = \frac{P_{inversor} (VA)}{n_i \times V_{inversor}} \quad (43)$$

$$I_{inv} = \frac{10\,000 \text{ VA}}{0.90 \times 480 \text{ V}}$$

$$I_{inv} = 23.1 \text{ A}$$

$$S = \frac{200 \times 1 \text{ m} \times 23.1 \text{ A}}{5\% \times 48 \text{ V} \times 44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

$$S = 0.43 \text{ mm}^2$$

$$\text{Sección seleccionada} = 2.5 \text{ mm}^2$$

Tramo 5

Para el tramo 5, del inversor a las cargas externas, se considera una longitud de 30 m al punto de la carga de la luminaria más lejana, se utilizó la ecuación (44).

$$I_{inv} = \frac{P_{inversor} (VA)}{V_{monofasico}} \quad (44)$$

$$I_{inv} = \frac{10\,000 \text{ VA}}{220 \text{ V}}$$

$$I_{inv} = 45.5 \text{ A}$$

$$S = \frac{200 \times 30 \text{ m} \times 45.5 \text{ A}}{5\% \times 220 \text{ V} \times 44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

$$S = 5.6 \text{ mm}^2$$

$$\text{Sección seleccionada} = 6 \text{ mm}^2$$

Para determinar las distancias mínimas que debe haber en cada módulo fotovoltaico entre la parte superior de cada fila, se utilizó la ecuación (30), (31).

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg} (61^\circ - \phi)}$$

$$h = L \times \operatorname{sen} \beta$$

$$h = 1.956 \text{ m} \times \operatorname{sen} (7.68^\circ)$$

$$h = 0.26 \text{ m}$$

Una vez encontrada la altura proyectada sobre la vertical, se reemplaza en la ecuación (30).

$$d = \frac{0.26 \text{ m}}{\operatorname{tg} (61^\circ - (-5.766218))}$$

$$d = 0.11 \text{ m}$$

Se determina la distancia mínima que debe existir entre filas de cada módulo en la parte inferior, se utilizó la ecuación (32).

$$D_{\min} = d + L \times \operatorname{cos} \beta$$

$$D_{\min} = 0.11 \text{ m} + 1.956 \text{ m} \times \operatorname{cos} (7.68^\circ)$$

$$D_{\min} = 2.05 \text{ m}$$

Se determina el área máxima total de los paneles, con la ecuación (45), tomando datos de su longitud y ancho de los paneles en el anexo (10), y propuesta de instalación se muestra en el anexo (15) con un área de 969.67 m² libre.

$$A_{\max} = N_{T,\text{paneles}} \times D_{\min} \times \text{Ancho del panel} \quad (45)$$

$$A_{\max} = 54 \times 2.05 \text{ m} \times 0.992 \text{ m}$$

$$A_{\max} = 110 \text{ m}^2$$

Teniendo en cuenta que la instalación de los paneles solares se realizara sobre una superficie plana, la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos debe ser algún tipo de sistema ajustable a la estructura en el grado de inclinación más adecuado para que los paneles solares reciban la máxima cantidad de energía solar, se muestra la figura (32).

Figura 32

Ejemplo de estructura regulable de aluminio T6000 AISI 304 / SET



Nota. Elaboración propia.

En este proyecto, por cada estructura se instalará 3 paneles para el sistema fotovoltaico en la planta de procesos de la CAC, que en total serán 18 estructuras.

Se dispone de dispositivos de protección para proteger el generador fotovoltaico, el cual se empleará interruptores termomagnéticos bipolares o magnetotérmicos, estas protecciones deben dimensionarse para resistir un mínimo de 1.2 veces la tensión de circuito abierto del generador y un máximo de 1.5 veces su corriente de cortocircuito en circunstancias de CEM, se utilizó la ecuación (46), (47).

$$V_{Goc} = N_{p,serie} \times V_{oc} \quad (46)$$

$$V_{Goc} = 2 \times 46.4 \text{ V}$$

$$V_{Goc} = 92.8 \text{ V}$$

$$I_{Gsc,subgrupo} = N_{p,paralelo} \times I_{sc} \quad (47)$$

$$I_{Gsc,subgrupo} = 3 \times 9.45 \text{ A}$$

$$I_{Gsc,subgrupo} = 28.35 \text{ A}$$

Para los grupos de generadores fotovoltaicos que son 54 paneles solares para obtener 3 grupos y 9 subgrupos en total, en cada subgrupo 3 paneles en paralelo y 2 en serie, en total en un grupo hay 18 paneles, en total los 3 grupos dan como resultado 54 paneles.

Protección para el generador fotovoltaico entre el regulador de carga, se utilizó la ecuación (48), (49).

$$I_{interruptor} \leq 1.5 \times I_{Gsc,subgrupo} \quad (48)$$

$$I_{interruptor} \leq 1.5 \times 28.35 \text{ A}$$

$$I_{interruptor} \leq 42.52 \text{ A}$$

$$V_{interruptor} \geq 1.2 \times V_{Goc} \quad (49)$$

$$V_{interruptor} \geq 1.2 \times 92.8 \text{ V}$$

$$V_{interruptor} \geq 111.3 \text{ V}$$

Los interruptores automáticos termomagnéticos bipolares de la marca ABB con una intensidad nominal de 40A y una tensión máxima de 440 VDC se seleccionó para el sistema de protección de cada generador solar con base a los valores calculados.

Protección para el sistema de acumulación, se emplea interruptores automáticos termomagnéticos en VCD instalados entre el controlador de carga y el banco de baterías, deben poder soportar de 1.5 a 2 veces la corriente de cortocircuito del generador y 2 veces su voltaje de circuito abierto de 111.3 V, se utilizó la ecuación (50).

$$1.5 \times I_{Gsc,subgrupo} \leq I_{interruptor} \leq 2 \times I_{Gsc,subgrupo} \quad (50)$$

$$1.5 \times 28.35 \text{ A} \leq I_{interruptor} \leq 2 \times 28.35 \text{ A}$$

$$42.52 \text{ A} \leq I_{interruptor} \leq 56.70 \text{ A}$$

Se selecciona interruptores automáticos termomagnéticos de marca ABB de 2 polos con intensidad nominal de 50 A y voltaje máximo de 440 VCD. Protección contra sobretensiones, se utilizó la ecuación (51):

$$V_{interruptor} \geq 1.5 \times V_{Goc} \quad (51)$$

$$V_{interruptor} \geq 1.5 \times 92.8 \text{ V}$$

$$V_{interruptor} \geq 139.2 \text{ V}$$

Por lo tanto, se ha seleccionado interruptores contra sobretensiones transitorias marca CPT modelo CS23-40/600 de 2 polos, con las condiciones establecidas. Protección para los inversores, se seleccionó interruptores termomagnéticos e interruptores diferenciales para CA para el circuito de utilización de las cargas, se tiene 2 inversores para todo el sistema de iluminación interior en la CAC, amperaje total que da los 2 inversores es de 91 A, se utilizó la ecuación (52):

$$I_{interruptor} > I_{inversores} \quad (52)$$

$$I_{interruptor} > N^{\circ} \text{ de inversores} \times I_{maxima \text{ de salida continua}}$$

$$I_{interruptor} > 2 \times 45.5 \text{ A}$$

$$I_{interruptor} > 91 \text{ A}$$

Se ha elegido emplear interruptores termomagnéticos S200 de 100 A e interruptores diferenciales F200 de 100 A, marca ABB cada uno. Para el estudio se considera un sistema de puesta a tierra de acuerdo a las condiciones establecidas del Código Nacional Electricidad (MINEM, 2006): barra de cobre de 5/8" x 2.40 m, conector de cobre clase AB, caja de registro de concreto y conductor de cobre de 16 mm². Se recomienda una resistencia sea inferior 25 ohmios de puesta a tierra.

4.5. Evaluar análisis de costos y retorno de inversión del proyecto

Para determinar el presupuesto de este sistema propuesto de iluminación led fotovoltaica, se detalla el precio unitario de cada componente, luminarias Led, paneles, reguladores, baterías e inversores, se muestra el precio de luminarias Led, donde se encuentra el código de cada luminaria, el C (es la cantidad de luminarias), PU (es su potencia unitaria de la luminaria en W), CU (costo unitario de cada luminaria en dólar), CT, (costo total en dólar), se muestra en la tabla (27).

Tabla 27

Precio de las nuevas luminarias LED propuestas en la CAC

Nuevas cargas led (reemplazando a las cargas existentes)						
Piso	Área	Luminarias (código de producto)	C	PU (W)	CU (\$)	CT (\$)
1	Vigilancia	Philips - EcoHome ESS LEDBulb	1	9.00	3.88	3.88
2	Vigilancia	LEDBulb E27 6500K HV 2PF/10 AR	1	7.50	3.55	3.55
1	Oficina de almacenamiento	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65.00	46.26	185.04
1	Máquinas de proceso	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	12	187.00	162.61	1 951.32
		Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	6	187.00	162.61	975.66
1	Oficina de área de maquinas	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	8	65.00	46.26	370.08
1	Subestación	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65.00	46.26	185.04
1	Pasillo 3	Philips Led TrueForce Core HB - 30 W - E27-865.	2	30.00	15.42	30.84

Nota. Elaboración propia.

Tabla 27

Precio de las nuevas luminarias LED propuestas en la CAC (continuación)

Nuevas cargas led (reemplazando a las cargas existentes)						
Piso	Área	Luminarias (código de producto)	C	PU (W)	CU (\$)	CT (\$)
1	Almacén café	Philips Led TrueForce - HPI - 105 W - E40- 840.	8	105.00	82.60	660.80
1	Baño con ducha incluida -Baño 3	Philips Ledbulb 13W G120-E27-827	1	13.00	4.18	4.18
1	Producto terminado	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	6	65.00	46.26	277.56
1	Control de calidad	Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	6	150.00	751.39	4 508.34
1	Compresor	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	3	65.00	46.26	138.78
1	Pasillo 1 (referencia al compresor auxiliar)	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65.00	46.26	185.04
		1. Philips LEDBulb 9 W - a60 - E27	1	9.00	2.85	2.85
		2. Philips LEDBulb 9 W - a60 - E28	1	9.00	2.85	2.85
		1. Philips LEDBulb 9 W - a60 - E27	1	9.00	2.85	2.85
1	Servicios	2. Philips LEDBulb 9 W - a60 - E28	1	9.00	2.85	2.85
		(Pasillo) Philips LEDBulb - a60 - E27	1	11.2	5.07	5.07
		(Pasillo) Philips LEDBulb - a60 - E27	2	11.2	5.07	10.14
1	Pasillo 2	Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4	65.00	46.26	185.04
		Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	1	65.00	46.26	46.26
1 - 2	Escalera	Philips Ledbulb 11,2 W- a60-E27-940	1	11.20	5.07	5.07
		Philips Ledbulb 11,2 W- a60-E27-941	1	11.20	5.07	5.07
2	Oficina jefe de Planta	Ledvance – Led Trusys flex p 70 W OP WT - EM	1	70.00	397.16	397.16
Total (\$)						10 145.32
Total (S/.)						38 958.02

Nota. Elaboración propia.

Para las secciones del área de máquinas, se muestra los precios en la tabla (28), y en la tabla (29) se muestra las áreas donde no existe iluminación.

Tabla 28

Costo de luminarias LED en las secciones del área de maquinas

Nuevas cargas led (reemplazando a las cargas existentes en las secciones)						
Piso	Área	Luminarias (código de producto)	C	PU (W)	CU (\$)	CT (\$)
1	S2-ME-Area de descarte	Ledvance TRUSYS FLEX P 35W 840 W OP WT-EM	1	35	255.52	255.52
2	S3- ME-Selección por color y tamaño	Ledvance – TRUSYS flex p 70 W OP WT – EM	1	70	397.46	397.46
1	S1- Área de descarte por las catadoras	Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	3	42	179.89	539.67
Total (\$)						1 192.65
Total (S/.)						4 579.77

Nota. Elaboración propia.

Tabla 29

Costo de luminarias LED en las áreas – (no existe iluminación)

Cargas nuevas de luminarias Led en áreas - no existe iluminación)						
Piso	Área	Luminarias (código de producto)	C	PU (W)	CU (\$)	CT (\$)
1	Almacén de café pergamino orgánico 2	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	12	187	162.61	1 951.32
1	Acceso vehicular	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	9	187	162.61	1 463.49
1	Estampado	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	2	187	162.61	325.22
1	Café exportable	Philips BY102P LED260S/840 WB PSU	10	187	162.61	1 626.10
Total (\$)						5 366.13
Total (S/.)						20 605.93

Nota. Elaboración propia.

En la tabla (30), se muestra la reducción de costos mediante la instalación de luminarias LED en los interiores en la planta de procesos de la CAC.

Tabla 30

Comparación de costos de ahorro según el consumo energético

Cargas	Energía	Energía	Precio de energía	Costo (mes)	Ahorro (mes)
	kWh/día	kWh/mes	S./ kWh	S./	S./
1. Existentes actuales	28.46	853.8	0.8932	762.61	
2. Nuevas Led (reemplazando a las cargas existentes actuales)	17.33	519.9	0.8932	464.37	762.61 - 464.37 = 298.24 (al año se ahorra 8 947.2)
3. Nuevas led + Las áreas donde no existe iluminación	27.60	828	0.8932	739.56

Nota. Elaboración propia.

En la tabla (30), en el punto 1 se muestra la energía consumida con las cargas existentes, estimando un precio de energía eléctrica promedio de s./ kWh 0.8932 obteniendo un costo al mes de s./ 762.61, en el punto 2 se analizó las nuevas cargas con tecnología LED reemplazando solamente a las cargas existentes sin considerar las áreas donde no existe iluminación, es decir, solamente para analizar el ahorro que existe entre estas cargas con tecnología LED obteniendo un ahorro energético mensual de s./ 298.24, en el punto 3 se analizó la carga total, las cargas LED que reemplazarán a las existentes y también considerando las cargas en las áreas en donde no existe iluminación se tuvo como resultado el costo mensual de s./ 739.56.

Para los componentes del sistema fotovoltaico y las luminarias LED, se muestra los precios en la tabla (31).

Tabla 31

Precio de los componentes del sistema de iluminación fotovoltaico LED

Descripción	Cantidad	Precio unitario (\$)	Precio total (\$)
Panel	54	166.08	8 968.32
Batería	60	359	21 540.00
Regulador	4	1 037.43	4 149.72
Inversor	2	2 735.77	5 471.54
Conductor de 25 mm ²	60 m	2.54	152.40
Conductor de 6 mm ²	4 m	1.19	4.76
Conductor de 2.5 mm ²	1 m	0.18	0.18
Conductor de 6 mm ²	30 m	1.19	35.70
Estructura de Aluminio T6000 AISI 304 / SET	18	206.29	3 713.22
Interruptor termomagnético Bipolar Marca ABB de 40 A	3	25.52	76.56
Interruptor termomagnético Bipolar Marca ABB de 50 A	3	26.04	78.12
Interruptor termomagnético Marca CPT modelo CS23-40/600	9	51.20	460.80
Interruptor termomagnético Marca ABB – de S200 de 100 A	1	235.94	235.94
Interruptor Diferencial Marca ABB - F200 de 100 A	1	73.14	73.14
Puesta a tierra	1	312.5	312.5
Precio Total SFV (\$)			45 272.90
Precio total del SFV (S/.)			173 847.93
Precio total de luminarias LED (S/.)			64 143.72
Precio total del proyecto (S/.)			237 991.65

Nota. Elaboración propia.

Se determina la producción anual de energía con la ecuación (53).

$$P_{A,E} = HSP \times N_{T,paneles} \times P_{maxP} \times N_{Dias} \times ni \times n_{bat} \times n_{cond} \quad (53)$$

$$P_{A,E} = 3.78 \text{ horas de sol al día} \times 54 \times 340 \text{ W} \times 365 \text{ días al año} \times 0.90 \times 0.85 \times 0.98$$

$$P_{A,E} = 18\,990\,869.61 \text{ Wh/año}$$

$$P_{A,E} = 18\,990.86 \text{ kWh/año}$$

Donde $P_{A,E}$ es la producción anual de energía (kWh/año), HSP horas de sol diaria mínima (kWh/m²/día), $N_{T,paneles}$ número total de paneles, P_{maxP} potencia máxima del panel (W), por la eficiencia, inversor, batería, conductor, N_{Dias} número días del año. Para el cálculo se determinó las horas sol diaria mínima de 3.78 kWh/m²/día (3.78 horas de sol al día), 54 paneles en total en la ecuación (10), la potencia máxima del panel en la tabla (23), también se consideran las eficiencias del inversor 90%, batería 85%, conductores 98% y 365 días al año. Dando como resultado una producción anual de energía total de 18 990.86 kWh/año.

Para los costos de mantenimiento anual de sistemas de generación fotovoltaico son de \$27,75 USD/kW/año (Buendia, 2014). Que en soles sería s/. / 107 kW/año, para un tipo de cambio de un \$/. / 1 a s/. / 3.84 a la fecha 07 de diciembre 2022. Por lo tanto, el precio de mantenimiento del sistema fotovoltaico en la planta de procesos de la CAC, se determinó con la ecuación (54).

$$C_{M-A} = 107 \times N_{p,SG} \times P_{max,p} \times ni \times n_{bat} \times n_{cond} \quad (54)$$

$$C_{M-A} = s./107 \text{ kW/año} \times 54 \times 0.340 \text{ kW} \times 0.90 \times 0.85 \times 0.98$$

$$C_{M-A} = 1\,472.80 \text{ s./año}$$

Donde C_{M-A} es el costo de mantenimiento anual del sistema fotovoltaico (s/. / año), $N_{p,SG}$ número de paneles de sistema de generación, $P_{max,p}$ potencia máxima del panel (W). Se obtuvo el número de paneles del sistema de generación en la ecuación (10), de 54 paneles, la potencia máxima del panel es de 340 (W) realizando una conversión de la potencia del panel a 0.34 kW, también se consideran las eficiencias del inversor 90%, batería 85%, conductores 98%.

Para calcular la cantidad emitida de CO₂ al ambiente primero se calcula la energía consumida en un año con la ecuación (55). De los cálculos realizados, la energía consumida diaria se muestra en el punto 3 tabla (21).

$$E_{año} = E_{día} \times N_{Día-Año} \quad (55)$$

$$E_{año} = 27\,603 \text{ Wh/día} \times 365 \text{ días al año}$$

$$E_{año} = 10\,075.09 \text{ kWh/año}$$

Se calcula la cantidad de CO₂ que dejara de emitirse al medio ambiente, 1 kWh de electricidad es equivalente a 0,458 kg – CO₂ en el año 2022, el precio de CO₂ es de US\$/ton CO₂ 7.17 en (MEF, 2021), se utilizó la ecuación (56).

$$CO_{2-año} = \text{Equivalencia de kg/ kWh} \times E_{año} \quad (56)$$

$$CO_{2-año} = 0.458 \text{ kg/ kWh} \times 10\,075.09 \text{ kWh/año}$$

$$CO_{2-año} = 4\,614.39 \text{ kg}$$

$$CO_{2-año} = 4.6 \text{ tn}$$

Se analiza el costo por tonelada, con la ecuación (57).

$$\text{Ingreso de } CO_{2-año} = 4.6 \text{ tn} \times \text{US\$/tn } 7.17 \quad (57)$$

$$\text{Ingreso de } CO_{2-año} = 54 \text{ US\$}$$

$$\text{Ingreso de } CO_{2-año} = \text{s./} 183.6$$

Para evaluar el retorno de inversión, se contrasta el presupuesto general del sistema de iluminación fotovoltaica con la producción anual de energía del sistema, y el precio promedio de energía de 0.8932 s/. / kWh, se utilizó la ecuación (58).

$$ROI = \frac{\text{Inversión}}{\text{Beneficio}} = \frac{P_{T,general}}{\text{Ahorro energetico led} + \text{Ingreso de } CO_{2-año} + (P_{A-E} \times P_E) - C_{M-A}} \quad (58)$$

$$ROI = \frac{237\,991.65}{8\,947.2 + 183.6 + (18\,990.86 \times 0.8932) - 1\,472.80} = 9.6 = 10 \text{ años}$$

Para el cálculo se determinó el precio de energía del sistema fotovoltaico, es la relación entre los costos anuales de mantenimiento y la producción de energía anual, se calcula con la ecuación (59).

$$CE = \frac{C_{M-A}}{P_{A,E}} \quad (59)$$

$$CE = \frac{1\,472.80 \text{ s./año}}{18\,990.86 \text{ kWh/año}}$$

$$CE = 0.0776 \text{ s./kWh}$$

Donde CE es el costo de la energía del sistema fotovoltaico o precio de la energía del sistema (s/. /kWh), C_{M-A} costo de mantenimiento anual del sistema de generación fotovoltaico (s/. /año), producción anual de energía (kWh/año). Se obtuvo el costo de mantenimiento anual del sistema fotovoltaico en la ecuación (54), precio de energía fotovoltaica en la ecuación (59), dando como resultado 0.0776 s/./kWh. Para el cálculo se determinó también el ahorro monetario al implementar el proyecto, se realizó con la ecuación (60).

$$\text{Ahorro monetario anual} = (P_{A,E} \times P_E) - (P_{A,E} \times P_{E,S}) \quad (60)$$

$$\text{Ahorro monetario anual} = (18\,990.86 \times 0.8932) - (18\,990.86 \times 0.0776)$$

$$\text{Ahorro monetario anual} = 15\,488.94 \text{ s./año}$$

Donde $\text{Ahorro monetario anual}$ es el ahorro anual al implementar el sistema fotovoltaico (s/. /año), $P_{A,E}$ es la producción anual de energía (kWh/año), P_E es el precio de la energía facturada (s/. / kWh), $P_{E,S}$ es el precio de la energía del sistema fotovoltaico (s/. /kWh). Se obtuvo la producción anual de energía en la ecuación (53), precio promedio facturado de la energía en EMSEU es de 0.8932 s/. / kWh en el anexo (14), precio de la energía del sistema fotovoltaico en la ecuación (46). Dando como resultado un ahorro monetario anual de 15 488.94 s/./año.

Los conceptos de los indicadores financieros utilizados se definen previo al estudio de rentabilidad del proyecto viable, se muestra en la tabla (32).

Tabla 32

Datos utilizados para analizar VAN y TIR

Años	Ingresos 1	Ingreso 2	ingreso 3	Egresos	Flujo de caja
0	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 237 991.65	-S/ 237 991.65
1	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
2	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
3	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
4	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
5	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
6	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
7	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
8	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
9	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
10	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
11	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
12	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
13	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
14	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
15	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
16	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
17	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
18	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
19	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
20	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
21	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
22	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
23	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
24	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
25	S/ 8 947.20	S/ 183.60	S/ 15 488.94	S/ 1 472.80	S/ 23 146.94
VAN utilizado a una tasa de interés de 3%					S/ 165 069.43
TIR					8%

Nota. Elaboración propia.

V. DISCUSIÓN

Se evaluó el recurso solar para diferentes ángulos de inclinación, obtenido del aplicativo de la NASA, con un ángulo óptimo de 7.68° , fue de $3.78 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ en el mes más crítico desfavorable en febrero, suficiente radiación para el dimensionamiento del sistema iluminación fotovoltaico LED propuesto. La metodología de (Quiroz y Segura, 2019), quien encontró que la radiación solar mínima, es de $3.93 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ para un ángulo óptimo de 5° , data meteorológica de la NASA a diferentes ángulos de inclinación, apporto en poder determinar la captación de energía solar mediante un ángulo óptimo de inclinación. Debido a que ambas investigaciones se realizaron en zonas geográficas con diversas circunstancias meteorológicas, los datos son poco comparables.

Se calculó que el consumo diario de energía eléctrica existente para el sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la Cooperativa Agraria Cafetalera, de 28.46 kWh/día , con una máxima demanda de $9\ 786 \text{ W}$ a un factor de simultaneidad de 1. La metodología de cálculo de (Mariño, 2021), el consumo energético es de 21.10 kWh/día , con una demanda máxima de $4\ 220 \text{ W}$ en la Universidad Antonio Nariño Sede Cúcuta, apporto en esta investigación para poder determinar la demanda máxima en los escenarios planteados, las cargas existentes y las cargas propuestas mediante tecnología LED, pero se mejoró por qué se utilizó en este proyecto un factor de simultaneidad de 1 para determinar la potencia necesaria utilizada. Debido a que la máxima demanda y energía consumida son diferentes, se debe a las distintas cargas eléctricas y horas de funcionamiento.

Se simuló mediante el software Dialux para obtener las nuevas cargas con tecnología LED, con las iluminancias medias de la norma EM-010, obteniendo una máxima demanda de $14\ 200.5 \text{ W}$, 27.60 kWh/día , reemplazando a las cargas actuales, generando ahorro energético y reducir costos en la planta de procesos CAC. La metodología de cálculo (Valdiviezo, 2021), utilizo la norma EM-010, para la selección de las luminarias LED en la Universidad de Piura, obteniendo una potencia instalada de $3\ 920 \text{ W}$, una energía consumida de 27.19 kWh/día existentes, y mediante la simulación se tuvo 15.8 kWh/día con luminarias LED generando ahorro energético y así la reducción de costos, apporto en este proyecto para utilizar la norma EM-010 como requisitos mínimos de iluminancia media en cada área en la simulación

del software Dialux, los datos no son tan cercanos debido a los distintos ambientes a iluminar.

Se dimensiono el sistema fotovoltaico, se realizó para dos escenarios, se determina para las cargas de iluminación LED que reemplazan a las cargas existentes, obteniendo 54 paneles policristalinos de 340 W, 60 baterías de 250 Ah para 3 días de autonomía, 4 reguladores MPPT- Victron de 100 A, 2 inversores monofásicos de 10 000 VA. En la metodología (Mejía, 2019), selecciono componentes fotovoltaicos 28 paneles policristalinos de 135 W, un controlador de 85 A MPPT, un inversor monofásico Phoenix con una potencia 4 000 W, 24 acumuladores de plomo ácido de 85 Ah de 12 VCD para 2 días de autonomía, apporto en este proyecto en poder seleccionar los componentes fotovoltaicos, paneles, reguladores, baterías, inversores. Los datos no son tan coincidentes debido al consumo de energía y potencia instalada.

Se realizó la evaluación económica para los dos escenarios, se analizó la reducción de costos teniendo un ahorro de 8 947.2 s/. / año al reemplazar las cargas existentes con las luminarias con tecnología LED, y al implementar las luminarias LED más el sistema fotovoltaico, se obtuvo un retorno de inversión a los 10 años con un ahorro de 15 488.94 s/. / año. En la metodología (Malpartida y Fuentes, 2019), para la iluminación fotovoltaica en plazas y parques de ilo obtuvo un retorno de inversión a los 4.3 años, concluyendo el proyecto viable para su ejecución, apporto en este proyecto en determinar el retorno de inversión al implementar solamente las luminarias LED, ya que este antecedente no realizo el retorno de inversión para el sistema fotovoltaico, y para el proyecto de investigación del dimensionamiento del sistema de iluminación en la CAC se mejoró calculando el periodo reinversión para los escenarios del módulo fotovoltaico para así determinar si también es económicamente viable. Debido a que el retorno de inversión es diferente, se debe a los distintos presupuestos presentados en cada escenario.

Las fortalezas presentadas en este proyecto fueron en reducir los costos de energía eléctrica cambiando las luminarias convencionales a tecnología LED siendo más eficientes y ahorradoras energéticamente, asimismo se mitigó el precio de energía cambiando el suministro de energía eléctrica que llega a la planta CAC brindada por EMSEU para el sistema monofásico (que se encuentra entre el consumo de iluminación) con el sistema fotovoltaico, para obtener el precio de energía facturada se tuvo que recolectar datos de consumo de energía de aproximadamente 2 años, y así se hizo la comparación con el precio de energía fotovoltaica llegando a reducir el costo de electricidad, se estableció la norma EM-010 que determina como requisitos mínimos de iluminancia media que debe tener cada área en la planta de procesos de la CAC simuladas en un Software Dialux para obtener una mejor visualización del entorno asimismo evitar accidentes, lo cual se hizo la simulación varias veces con el seleccionamiento de luminarias LED para obtener la uniformidad de las isólineas calculadas por el Software Dialux en cada área.

Con respecto a las debilidades, el dimensionamiento fotovoltaico solamente se basó en suministrar electricidad al sistema de iluminación interior propuesto en cada área, asimismo no se utilizó un equipo de medición para obtener la máxima demanda del sistema de iluminación interior en la planta de procesos de la CAC.

VI. CONCLUSIONES

De acuerdo con los datos encontrados descargados de la NASA para la zona del proyecto, el nivel de radiación mensual promedio varía desde un mínimo en el mes de febrero de 3.78 kWh/m²/día, el máximo que es el mes de octubre con 4.69 kWh/m²/día en relación con al ángulo óptimo de inclinación de 7.68°. Para el proyecto se concluyó utilizar el mes más desfavorable de recurso solar, que corresponde a febrero.

Se concluyo que el consumo de energía eléctrica actual en el sistema de iluminación interior de la planta de procesos de la CAC es de 28.46 kWh/día, con una máxima demanda de 9 786 W, es objetivo impulsar nuevas tecnologías de iluminación LED para mitigar costos.

Se determinó las nuevas cargas de iluminación led mediante el Software Dialux para la propuesta, "Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas", concluyendo que todas las áreas cuenten como requisito los niveles de iluminancia media mínima, según lo indica la Norma EM – 010 - Instalaciones Eléctricas de Interiores del Reglamento Nacional de Edificaciones.

Se dimensionó los componentes fotovoltaicos presentados en este proyecto en la planta de procesos de la Cooperativa Agraria Cafetalera, como propuesta de instalación se instalarán en un área en el suelo que se encuentra libre.

Se analizó los dos escenarios en comparación de la energía eléctrica y la energía generada por el sistema de iluminación fotovoltaico LED, el costo inicial fue de 237 991.65 s/. /, con un ahorro al año de 15 488.94 s/. /año con un retorno de inversión a los 10 años, con una tasa de interés de 3% se obtiene como resultado un VAN de 165 069.43 s/. / y un TIR de 8% siendo el proyecto factible para su ejecución.

VII. RECOMENDACIONES

Se recomienda trabajar con el periodo de diseño del mes más crítico de menor radiación solar, siendo febrero el más desfavorable, para asegurar la autonomía energética del sistema autónomo fotovoltaico.

Se recomienda hacer un análisis exhaustivo de las cargas de consumo y ser extremadamente preciso con respecto a los períodos de uso para obtener resultados aún más positivos. Esto aumentará la probabilidad de que se implementen sistemas solares fotovoltaicos y energía eléctrica eficiente, asimismo también recomienda a utilizar equipos que permitan analizar la máxima demanda para el sistema de iluminación interior de la planta de procesos de la CAC.

Para lograr mejores resultados, se recomienda analizar los distintos tipos de luminarias LED disponibles en el mercado. Verifique si tienen las siguientes características: una calificación de eficiencia de (A, A+), una vida útil larga, un CRI (índice de reproducción de color croma) más alto y todas las certificaciones necesarias que elevan la calidad del producto. Estos datos se pueden encontrar en la ficha técnica o etiqueta del producto, para luego ser simuladas en el Software Dialux cumpliendo con los requisitos de iluminancia media establecida en la norma EM-010.

REFERENCIAS

- AFHA. (1970). Electricidad Teórico-Practica. Tomo VI: Luminotecnia. AFHA.
<https://es.b-ok.cc/book/11256186/c4f125>
- Alfred et al. (2015). Aplicaciones del LED en diseño de iluminación (1ra ed.). Marcombo.
<https://books.google.fr/books?id=GkxOEAAAQBAJ&pg=PA4&dq=iluminacion+mediante+tecnologia+led&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwjPzqGW-5n6AhXChc4BHX1EDokQ6AF6BAgJEAI#v=onepage&q=iluminacion%20mediante%20tecnologia%20led&f=false>
- Arno et al. (2016). Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems [La física y la Ingeniería de la Conversión Fotovoltaica, Tecnologías y Sistemas]. UIT Cambridge Ltd. <https://es.b-ok.cc/book/2709703/fd449e>
- BOE. (16 de 03 de 2022). Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC:
https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC
- Buendia, J. (2014). Caracterizacion y evaluación para la inversión en plantas menores a 20 MW conectadas al sistema interconectado nacional (SIN) de colombia a partir de fuentes de energias renovables eólica y solar. Colombía.
<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/31089/32070066.2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Castejón, A., & Santamaria, G. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas. Editorial Editex.
https://books.google.com.pe/books?id=GHCucQAACAAJ&dq=Instalaciones+solares+fotovoltaicas+astejon&hl=es-419&sa=X&redir_esc=y
- Castilla, J. (2004). Energia solar fotovoltaica Manual del instalador.
<https://es.b-ok.cc/book/8017112/4a75f3?dsource=recommend>

CELSA. (2022). Conductores Eléctricos Lima S.A

<https://www.celsa.com.pe/construccion>

Chakraborty et al. (2015). Technical mapping of solar PV for ISM-an approach toward green campus [Mapeo técnico de energía solar fotovoltaica para ISM. Un enfoque a un campus verde]. India: Energy Science and Engineering. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ese3.65>

Delgado, M. (2017). Yo y la energía. (Titivillus, Ed.) ePubLibre.

<https://es.b-ok.lat/book/5834283/b5987b?dsorce=recommend>

DIALux. (2022). DIALux.

<https://www.dialux.com/es-ES/dialux>

Díaz, T., & Carmona, G. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas. McGrawHill.

<https://es.b-ok.cc/book/3505391/52dfad>

EM-010. (2019). Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento. Empresa Peruana de Servicios Editoriales S.A.

https://www.inagep.com/contenidos/reglamento-nacional-de-edificaciones-actualizado-al-2019?fbclid=IwAR1WO2NcEmkvhxLc-1Vq1wS6TarWT3XG_6UeVYA6LsXBR34VhTaFhSCInhs

Florián, H. (2021). Dimensionamiento de un sistema eléctrico fotovoltaico para la demanda eléctrica del taller de procesos de manufactura de la Universidad Politécnica Amazónica. Bagua Grande, Utcubamba, Perú: Universidad Politécnica Amazónica.

<http://hdl.handle.net/20.500.12897/92>

Gago, A., & Jorge. (2012). Iluminación con tecnología Led (Parainfo S.A ed.). Ediciones paraninfo.

https://books.google.fr/books?id=8FN1mCQVzrIC&printsec=frontcover&dq=iluminacion+mediante+tecnologia+led&hl=es419&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=iluminacion%20mediante%20tecnologia%20led&f=false

Gutiérrez, J. (2018). Iluminación eficiente y diseño de un sistema fotovoltaico para un museo. México: Universidad Nacional Autónoma de México. <http://132.248.9.195/ptd2018/junio/0775689/0775689.pdf>

Hernández et al. (2014). Metodología de la investigación (6ta ed.). (S. D. McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, Ed.)

<https://www.esup.edu.pe/wpcontent/uploads/2020/12/2.%20Hernandez,%20Fernandez%20y%20BaptistaMetodolog%C3%ADa%20Investigacion%20Cientifica%206ta%20ed.pdf>

IEA. (Mayo de 2022). IEA.

<https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022>

Kumar, S., & Kumar, T. (2 de Agosto de 2022). Diseño de un sistema de iluminación LED utilizando células fotovoltaicas alimentadas por energía solar para un complejo comercial propuesto. Scientific reports, 12(1), 16. <https://doi.org/https://doi.org/10.1038/s41598-022-17353-2>

Malpartida, A., & Fuentes, O. (2019). Iluminación fotovoltaica en plazas y parques del puerto ilo. Moquegua, Perú: Universidad José Carlos Mariátegui. <https://revistas.ujcm.edu.pe/index.php/rctd/search/search?simpleQuery=ILUMINACI%C3%93N+FOTOVOLTAICA+EN+PLAZAS+Y+PARQUES+DEL+PUERTO+DE+ILO&searchField=query>

Mariño, M. (2021). Diseño de un sistema de iluminación con energía solar fotovoltaica para la universidad Antonio Nariño sede Cúcuta. 11. <http://repositorio.uan.edu.co/handle/123456789/4718>

Maya, E. (2014). Métodos y técnicas de investigación. México: Universidad Nacional Autónoma de México. http://www.librosoa.unam.mx/bitstream/handle/123456789/2418/metodos_y_tecnicas.pdf?sequence=3&isAllowed=y

MEF. (2021). Nota técnica para el uso del precio social del carbono en la evaluación social de proyectos de inversión. https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/anexos/anexo3_RD006_2021EF6301.pdf

- Mejía, E. (2019). Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica. *Revista Científica Pakamuros*, 7(2), 15. <https://doi.org/10.37787/pakamuros-unj.v7i2.95>
- Mendez, J., & Cuervo, G. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. fundacion confemental. https://books.google.com.pe/books?id=GZh1DGUQoOUC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- MINEM. (2006). Código Nacional de Electricidad - Utilización. Lima. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo_Nacional_de_Electricidad__Utilizaci%C3%B3n_.pdf?v=1593535029
- Morillo, M. (2001). Rentabilidad financiera y reducción de costos. 15. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=25700404>
- NASA. (2022). NASA [National Aeronautics and Space Administration]. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Perpiñán, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. Universidad Politécnica de Madrid. https://www.researchgate.net/publication/249012821_Energia_Solar_Fotovoltaica
- Quiroz, J., & Segura, O. (2019). Estudio de implementación de sistema de iluminación LED con suministro fotovoltaico para el colegio 16003 Miraflores - Jaén. Jaén, Perú: Universidad Nacional de Jaén. <http://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/92>
- R.D N° 030-2005-EM/DGE. (Febrero de 2005). MINEM. https://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=628&idMenu=sub114&idCateg=342
- R.D. N° 003-2007-EM/DGE. (Enero de 2007). MINEM. https://minem.gob.pe/_legislacionM.php?idSector=6&idLegislacion=6543
- Rios, P., & Benavides, A. (22 de 08 de 2017). Productividad de paneles solares monocristalinos.9. http://somim.org.mx/memorias/memorias2017/articulos/A5_148.pdf

- Rodríguez et al. (2018). Mejora de calidad de energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales. 10.
<https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/revcie/article/view/13104/pdf>
- Salamanca, S. (Mayo de 2017). Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. 15.
<http://www.scielo.org.co/pdf/cient/n30/2344-8350-cient-30-00263.pdf>
- Salazar et al. (Enero de 2018). La importancia de la ética en la investigación. Universidad y Sociedad, 7.
<http://rus.ucf.edu.cu/index.php/rus>
- Sergio, S. (2014). Diseño de una instalación fotovoltaica autónoma para la finca MIS DELIRIO en PEREIRA-COLOMBIA. Colombia.
<https://core.ac.uk/download/pdf/33746799.pdf>
- Valdiviezo, K. (2021). Diseño de sistema LED, basado en energía solar, para iluminar ambientes en la Universidad de Piura. Piura, Perú: Universidad de Piura.
<https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/4968>
- Vargas, Z. (2009). La investigación aplicada: una forma de conocer las realidades con evidencia científica. Educación, 33, 12.
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=44015082010>

ANEXOS

Anexo 1

Matriz de operacionalización de variables

Variable de estudio	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensión	Indicador	Escala de Medición
VI: Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED.	El Sistema solar fotovoltaico es toda instalación que genera energía eléctrica a través de la energía del sol incidente en la superficie terrestre, (Castilla, 2004). La iluminación LED se da mediante un dispositivo semiconductor que transforma electroluminiscencia, (Alfred et al., 2015)	En la ejecución del sistema iluminación fotovoltaico traerá un impacto positivo en la reputación de la empresa, tanto a nivel tecnológico como medioambiental.	Energía fotovoltaica	Radiación solar	Razón
				Potencia de generación	Razón
				Días de autonomía	Razón
			Luminarias	Iluminación	Razón
				Flujo luminoso	Razón
				Intensidad de luz	Razón
VD: Reducir costos.	Es controlar y contrarrestar los altos niveles de activos para obtener rentabilidad económica más satisfactoria (Morillo, 2001)	Consiste en disminuir los costos mediante la implementación de las luminarias LED en la empresa, generará ahorro energético y económico	Reducción de costos en la CAC.	Costo de luminaria Led	Razón
				Precio en kWh fotovoltaica	Razón
				Rentabilidad	Razón

Nota. Elaboración propia.

Anexo 2

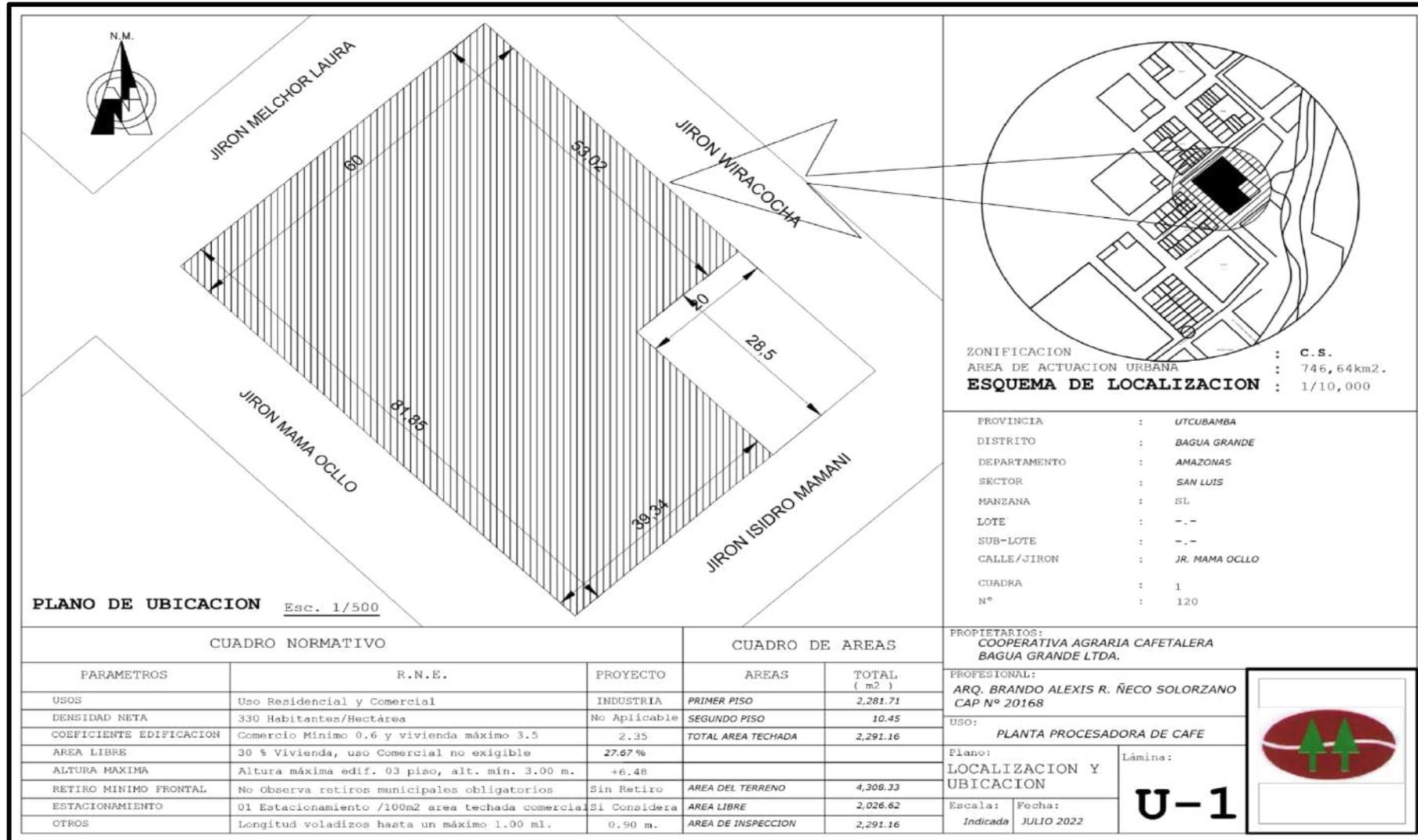
Carta de aceptación de la planta de procesos

	COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA “Bagua Grande” Ltda. <i>Fundada el 15 de diciembre del 1978</i> R. U. C. 20170142773
“AÑO DEL FORTALECIMIENTO DE LA SOBERANIA NACIONAL”	
Bagua Grande, 06 de Octubre de 2022	
CARTA N° 06-2022 CAC BAGUA GRANDE LTDA	
SEÑOR:	
Bach: OSBER ANTONY MEJÍA CARRASCO	
TESISTA DE LA UNIVERSIDAD CESAR VALLEJO - TRUJILLO	
ASUNTO: ACEPTACIÓN PARA LA ELABORACION DE TESIS EN LA CAC BAGUA GRANDE LTDA.	
<p>Estimado señor, es grato dirigirme a usted para expresarle el saludo a nombre de la empresa COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA y a la vez informarle que con el presente documento se da por aceptado y se autoriza al señor: OSBER ANTONY MEJÍA CARRASCO, en calidad de estudiante de la carrera profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Cesar Vallejo - Trujillo, para recabar información que el alumno requiera para que pueda llevar de la mejor forma en el desarrollo de su tesis titulada “Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas”, y de esta manera la investigación sea la más acertada y real posible.</p>	
ATENTAMENTE:	
 COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA. Ing. Edgar J. Mendoza Quiroz GERENTE GENERAL DNI: 33569800	
<hr/> DIR. PRINCIPAL: JR. ABRAHAM BALDELOMAR N° 232 – BAGUA GRANDE – UTCUBAMBA – AMAZONAS – PERÚ PLANTA DE PROCESO: JR. ISIDRO MAMANI N° 120 – BAGUA GRANDE – UTCUBAMBA – AMAZONAS – PERÚ TELEFONO: 051 – 041 – 474319 – EMAIL: institucional@cachaguagrande.com www.cachaguagrande.pe	

Nota. Elaboración propia.

Anexo 3

Plano de localización y ubicación de la planta de procesos de la CAC



Nota. Plano tomado de la planta de procesos de la CAC.

Anexo 5

Cálculo de cargas eléctricas instaladas en la CAC

PLANTA DE PROCESOS DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA AMAZONAS																	
CONSUMO	AREA DE VIGILANCIA PISO 1		AREA DE VIGILANCIA PISO 2	AREA DE OFICINA DE ALMACENAMIENTO			AREA DE ALMACEN DE CAFÉ PERGAMINO 2			AREA DE ACCESO VEHICULAR					AREA DE CAFÉ EXPORTABLE		
	Interior	Interior	Interior	Interior	Interior												
	1 Luminaria PHELIX GL-42	2 Luminaria PHELIX GL-42	1 Luminaria PHELIX GL-42	1 Luminaria ULIX GSX-85 (50/60)	2 Luminaria Led-FK30BL	1 Luminaria FENIX FEE	no existe			no existe					no existe		
HORA/POTENCIA (W)	26	26	26	18	30	50											
PU considerando un FS 1	26	26	26	18	30	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00:00	1		1														
01:00:00	1																
02:00:00	1																
03:00:00	1																
04:00:00	1																
05:00:00	1																
06:00:00	1																
07:00:00																	
08:00:00																	
09:00:00																	
10:00:00																	
11:00:00																	
12:00:00																	
13:00:00																	
14:00:00																	
15:00:00																	
16:00:00				1	1	1											
17:00:00																	
18:00:00																	
19:00:00																	
20:00:00																	
21:00:00																	
22:00:00																	
23:00:00	1	1															
00:00:00																	
TIEMPO PROMEDIO (dia)	8.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ENERGÍA (Wh/día)	208.0	26.0	26.0	18.0	30.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERGIA (KWh/día)	0.208	0.026	0.026	0.018	0.03	0.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota. Elaboración propia.

Anexo 5

Cargas eléctricas en la CAC – continuación

PLANTA DE PROCESOS DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA AMAZONAS													
BAÑO CON DUCHA INCLUIDA 1	AREA DE PRODUCTO TERMINADO						AREA DE CONTROL DE CALIDAD		AREA DEL COMPRESOR				PASILLO 1 (REFERENCIA AL COMPRESOR AUXILIAR)
1 Luminaria LED - FK30BL	1 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	2 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	3 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	4 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	5 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	6 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	1 Luminaria LAMPTAN NHSL85	2 Luminaria LAMPTAN NHSL85	1 Luminaria PHELIX GL-42	2 Luminaria PHELIX GL-42	3 Luminaria PHELIX GL-42	4 Luminaria PHELIX GL-42	1 Luminaria Ulix GL-85
30	50	50	50	50	50	50	85	85	26	26	26	26	50
30	50	50	50	50	50	50	85	85	26	26	26	26	50
0.10													
0.20													
0.25													
0.20	1	1	1	1	1	1							
							1	1					
							1	1	0.45	0.45	0.45	0.45	
													1
0.25													
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	2.000	2.000	0.450	0.450	0.450	0.450	1.000
30.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	170.0	170.0	11.7	11.7	11.7	11.7	50.0
0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.17	0.17	0.0117	0.0117	0.0117	0.0117	0.05

Nota. Elaboración propia.

Anexo 5

Cargas eléctricas en la CAC – continuación

PLANTA DE PROCESOS DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA AMAZONAS														TOTAL
SERVICIOS				PASILLO 2				ESCALERA AL 2DO PISO	OFICINA JEFE DE PLANTA			POTENCIA INSTALADA (W)		
BAÑO		DUCHA		Pasillo a	Pasillo a				INTERIOR		EXTERIOR			
1 Foco Incandescente Gota E27	2 Foco Incandescente Gota E27	3 Foco Incandescente Gota E27	4 Foco Incandescente Gota E27	1 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	2 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	3 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	4 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	1 Luminaria ULIX GL-85 (50/60)	1 Luminaria Panel LED RC091	2 Luminaria Panel LED RC091	1 Luminaria Panel LED RC091	
25	25	25	25			50	50	50	50	50	40	40	40	8850
25	25	25	25			50	50	50	50	50	40	40	40	
0.20	0.20													
						1	1	1	1					
						1	1	1	1		1	1	1	
0.25	0.25	1	1							0.45	1	1	1	
0.450	0.450	1.000	1.000			2.000	2.000	2.000	2.000	0.450	2.000	2.000	2.000	ENERGÍA TOTAL
11.3	11.3	25.0	25.0			100.0	100.0	100.0	100.0	22.5	80.0	80.0	80.0	26445.8 Wh/dia
0.01125	0.01125	0.025	0.025			0.1	0.1	0.1	0.1	0.0225	0.08	0.08	0.08	26 kwh/dia
														793.374 Kwh/mes

Nota. Elaboración propia.

Anexo 6

Cargas eléctricas en las secciones del área de máquinas en la CAC

CONSUMO	AREA DE MAQUINAS DEL PROCESO									
	SECCION DE LAS MALLAS DE ALMACENAMIENTO						SECCION DE MAQUINAS ELECTRONICAS			
	CAJA 1		CAJA 2		CAJA 3		1 ER PISO - AREA DE DESCARTE		2 DO PISO SELECCIÓN POR COLOR Y TAMAÑO	
	1 Luminaria PHILIPS lineal TLD	2 Luminaria PHILIPS lineal TLD	3 Luminaria PHILIPS lineal TLD	4 Luminaria PHILIPS lineal TLD	5 Luminaria PHILIPS lineal TLD	6 Luminaria PHILIPS lineal TLD	1 Luminaria PHILIPS lineal TLD	2 Luminaria PHILIPS lineal TLD	1 Luminaria PHILIPS lineal TLD	11 Luminaria True Force LED Lamp
HORA/POTENCIA (W)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
PU considerado un FS de 1	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
00:00:00										
01:00:00										
02:00:00										
03:00:00										
04:00:00										
05:00:00										
06:00:00										
07:00:00										
08:00:00										
09:00:00										
10:00:00										
11:00:00										
12:00:00										
13:00:00										
14:00:00							1	1	1	1
15:00:00							1	1	1	1
16:00:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17:00:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18:00:00										
19:00:00										
20:00:00										
21:00:00										
22:00:00										
23:00:00										
00:00:00										
TIEMPO	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4
ENERGÍA (Wh/día)	72	72	72	72	72	72	144	144	144	144

Nota. Elaboración propia.

Anexo 6

Figura 1A

Precios de energía eléctrica según consumo de energía eléctrica en la planta de procesos de la CAC

"Año del fortalecimiento de la soberanía Nacional"

SOLICITA RECIBOS DE LUZ
DEL MEDIDOR MONOFASICO

SR: ING. FREDDY ROLAN HERRERA MORENO
JEFE DE PLANTA DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA.

Yo, Osber Antony Mejía Carrasco, identificado con DNI:72470276, con domicilio Av. Mariano Melgar N° 459 provincia de Utcubamba -Amazonas, con el merecido respeto me dirijo a su digno despacho con la finalidad de solicitar lo siguiente:

Que siendo un requisito indispensable para su formulación de mi investigación de mi tesis sobre "Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas", que la voy a llevar a cabo en la Universidad Cesar Vallejo – Trujillo, solicito a usted los resultados de recibo de luz de aproximadamente 2 años.

Por lo expuesto, ruego acceda a mi petición por ser gracia que espero alcanzar de su honorable despacho.

Bagua Grande 11/12/2022


 Osber Antony Mejía Carrasco
 DNI:72470276



Tabla 1
Datos de suministro monofásico de la CAC

TARIFA:	BT5B-NO RESIDENCIAL
POTENCIA CONTRATADA	3 KW FACTOR: 1.000
RUC:	20170142773
N° Suministro:	10-00-00-00-7320-00
Tipo de medidor:	Electrónico
N° Medidor: 8512892	2 HILOS
DIRECCION:	Isidro Mamaní 120
Marca:	Scorpion
Tipo de suministro:	AEREA -MONOFASICA
Tensión nominal:	220 V



Tabla 2
Consumo de energía en la planta de procesos de la CAC

Periodo de consumo mensual	Recibo	Precio kWh S/	Consumo kWh (mes)	Importe total (S/. mes)	
1/12/2019	31/12/2019	S001-01574181	0.7957	268	249.30
1/01/2020	31/01/2020	S001-01585659	0.7958	249	216.40
1/02/2020	29/02/2020	S001-01597156	0.7888	209	179.60
1/03/2020	31/03/2020	S001-01608696	0.7880	225	195.20
1/04/2020	30/04/2020	S001-01620288	0.7880	219	379.00
1/05/2020	31/05/2020	S001-01631877	0.7880	205	172.90
1/06/2020	30/06/2020	S001-01643469	0.7928	259	216.60
1/07/2020	31/07/2020	S001-01655077	0.8034	407	341.30
1/08/2020	31/08/2020	S001-01666722	0.8111	368	320.80
1/09/2020	30/09/2020	S001-01678430	0.8175	450	377.50
1/10/2020	31/10/2020	S001-01690172	0.8202	913	779.5
1/11/2020	30/11/2020	S001-01701983	0.8400	789	673.70
1/12/2020	31/12/2020	S001-01713876	0.8421	719	608.90
1/01/2021	31/01/2021	S001-01725821	0.8427	708	507.90
1/02/2021	28/02/2021	S001-01737817	0.8419	655	554
1/03/2021	31/03/2021	S001-01749868	0.8418	645	554.80
1/04/2021	30/04/2021	S001-01761972	0.8551	657	576.40
1/05/2021	31/05/2021	S001-01774095	0.8290	674	571.7
1/06/2021	30/06/2021	S001-01786239	0.8332	645	550.3
1/07/2021	31/07/2021	S001-01798437	0.8438	612	468.9
1/08/2021	31/08/2021	S001-01810684	0.8686	684	608.2
1/09/2021	30/09/2021	S001-01822978	0.8816	661	593.5
1/10/2021	31/10/2021	S001-01835322	0.9196	669	618.1
1/11/2021	30/11/2021	S001-01847728	0.9181	677	633.9
1/12/2021	31/12/2021	S001-01860188	0.9219	643	602.7
1/01/2022	31/01/2022	S001-01872721	0.9224	521	418.7
1/02/2022	28/02/2022	S001-01885312	0.9272	536	516
1/03/2022	31/03/2022	S001-01897952	0.9278	500	473.6
1/04/2022	30/04/2022	S001-01910620	0.933	419	394.5
1/05/2022	31/05/2022	S001-01923346	0.935	561	547.8
1/06/2022	30/06/2022	S001-01936124	0.9394	457	431.2
1/07/2022	31/07/2022	S001-01948940	0.9429	461	439.8
1/08/2022	31/08/2022	S001-01961791	0.9733	481	473.5
1/09/2022	30/09/2022	S001-01974680	0.9765	338	333.6
1/10/2022	31/10/2022	S001-01987603	0.9807	325	327.2
1/11/2022	31/11/2022	S001-02000722	0.9984	239	242.7



Nota. Elaboración propia.

Figura 2A

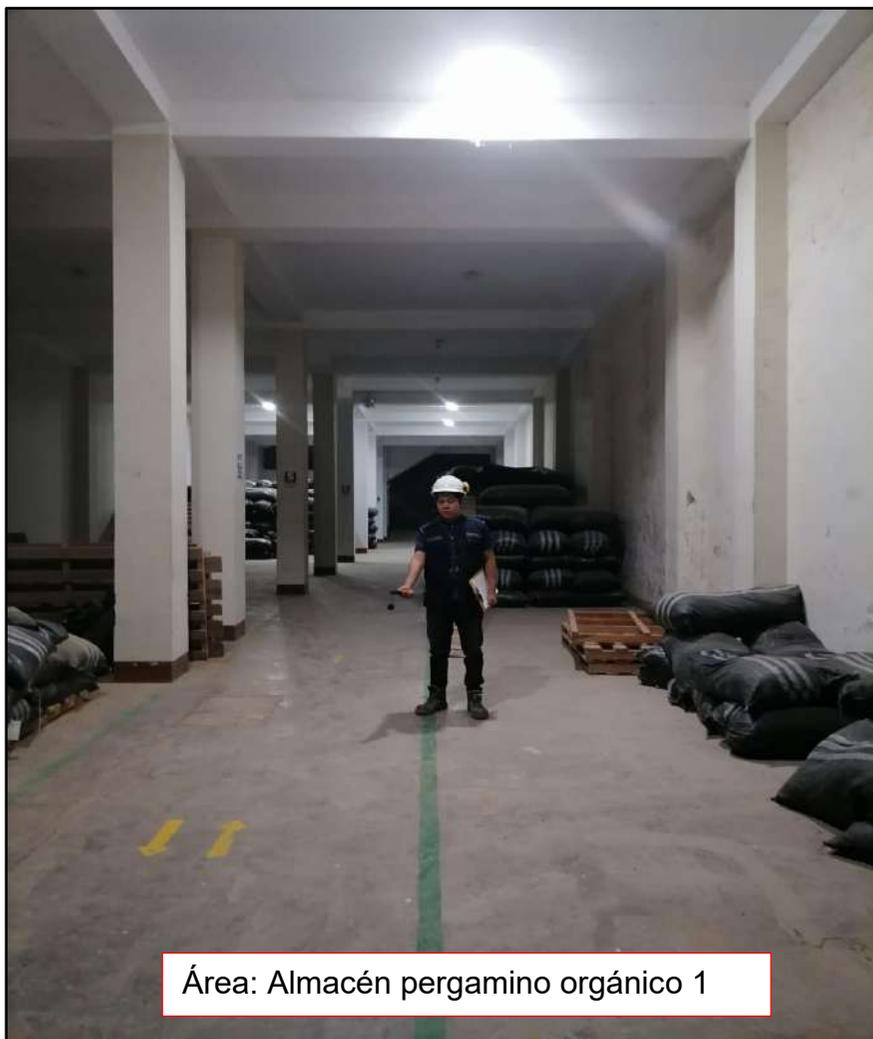
Equipo luxómetro industrial



Nota. Elaboración propia.

Figura 3A

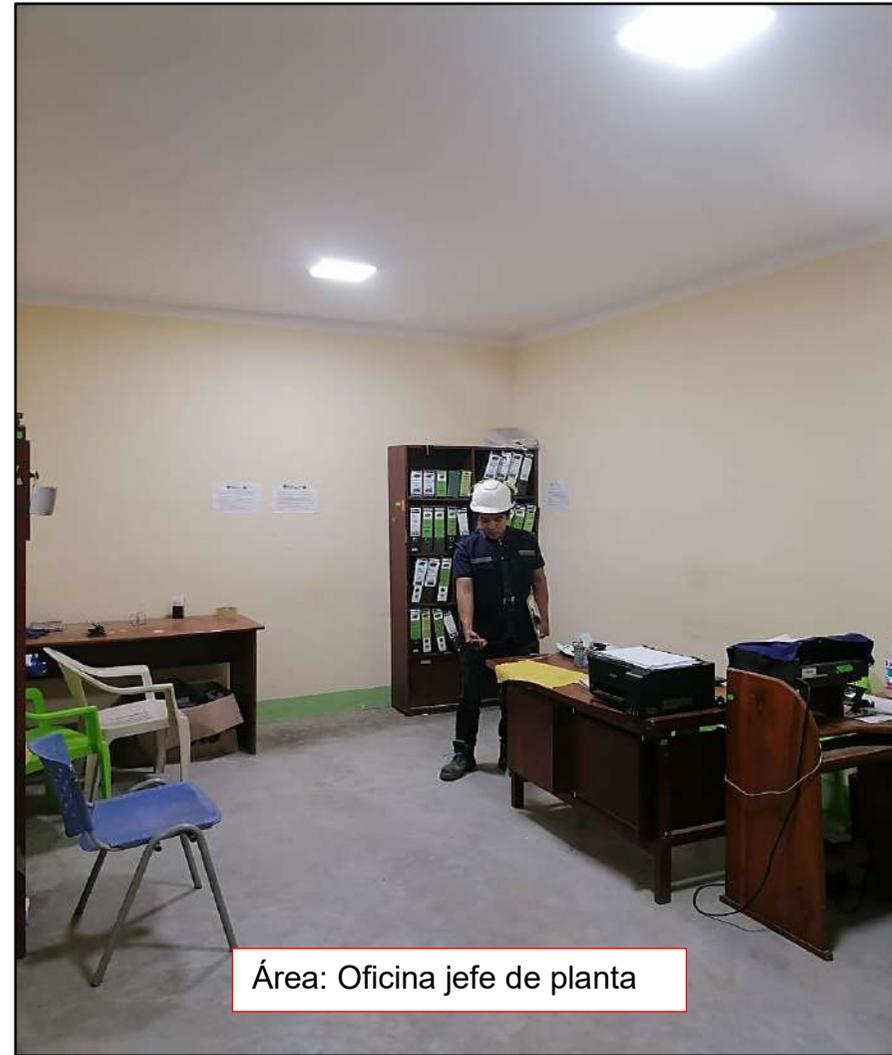
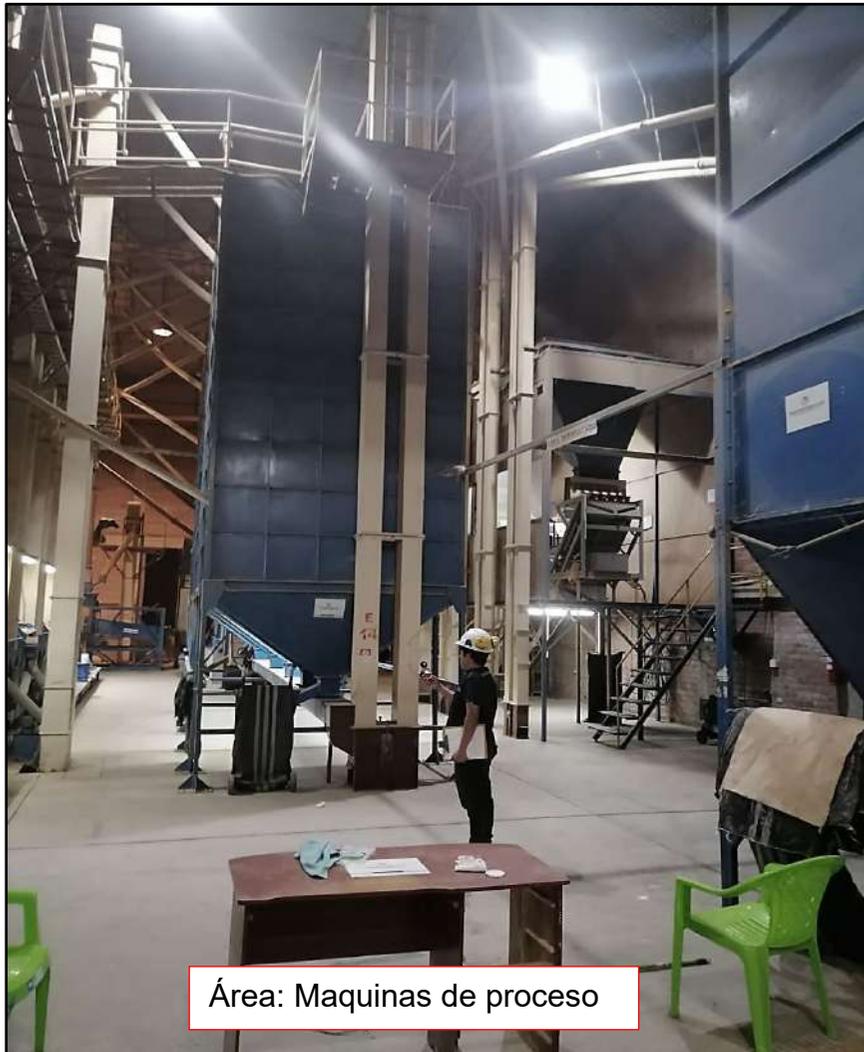
Panel fotográfico de las mediciones realizadas utilizando el luxómetro en la CAC



Nota. Elaboración propia.

Figura 3A

Panel fotográfico de las mediciones realizadas en la CAC

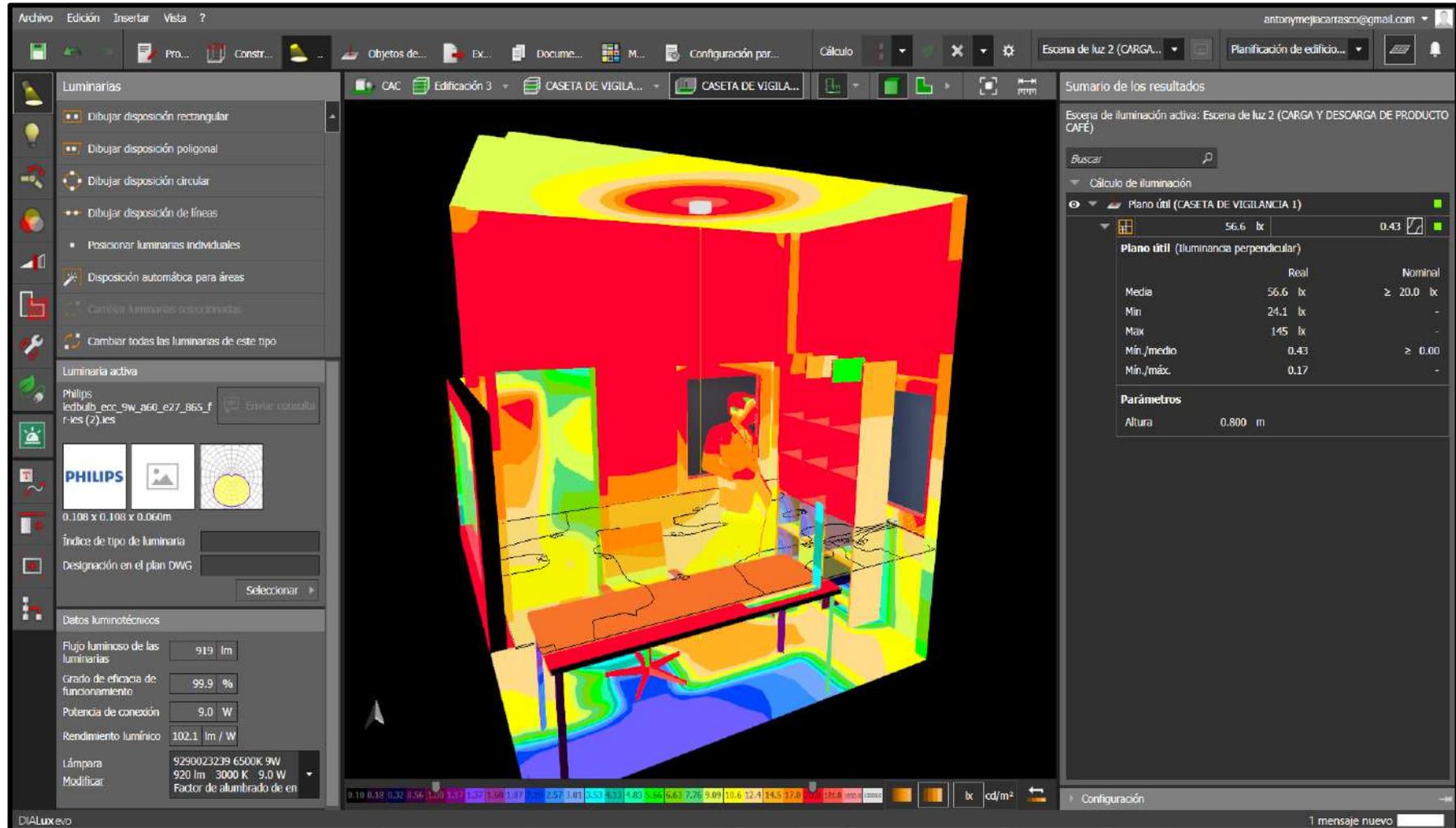


Nota. Elaboración propia.

Anexo 7

Figura 1A

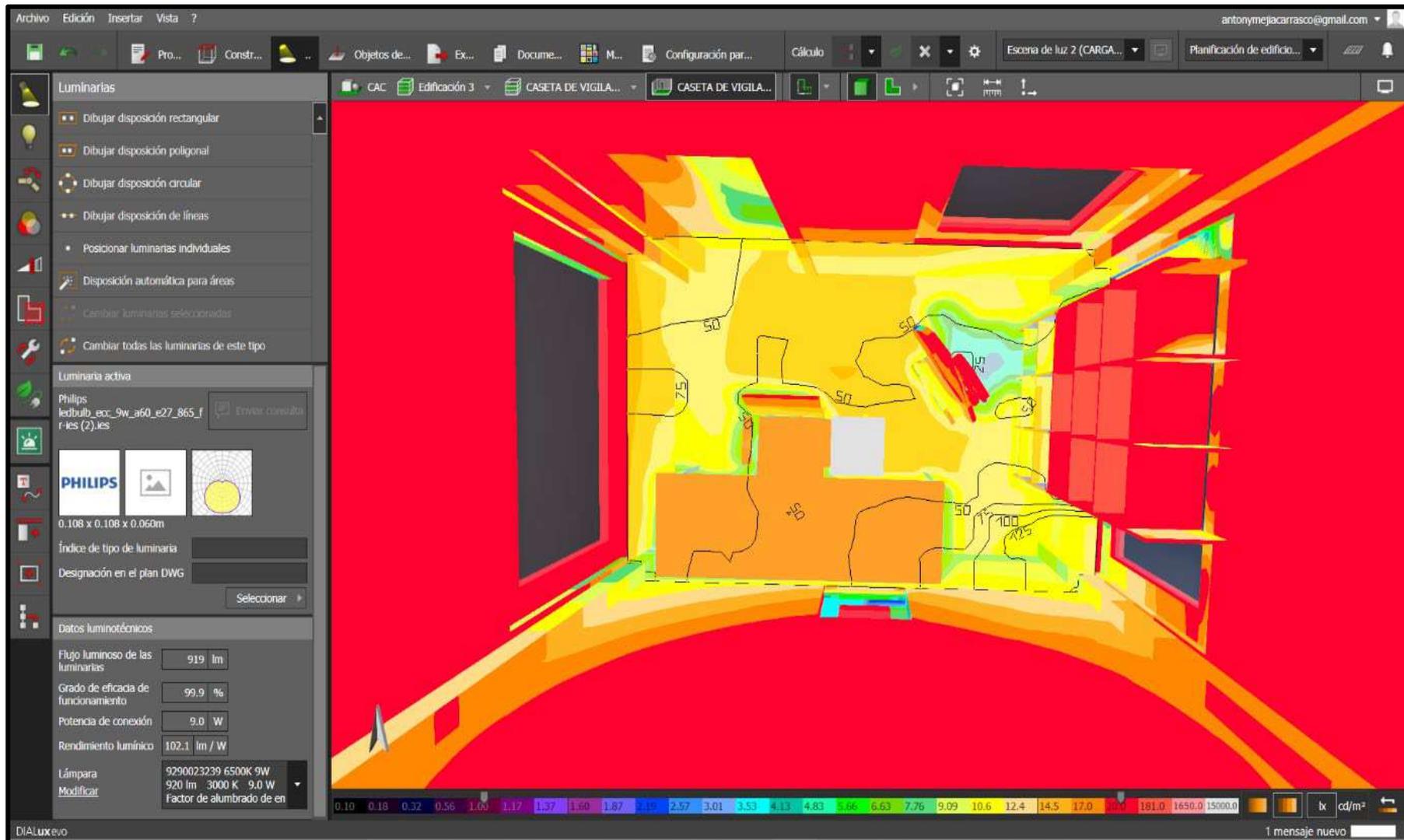
Vista de caseta de vigilancia – 1er piso.



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 2A

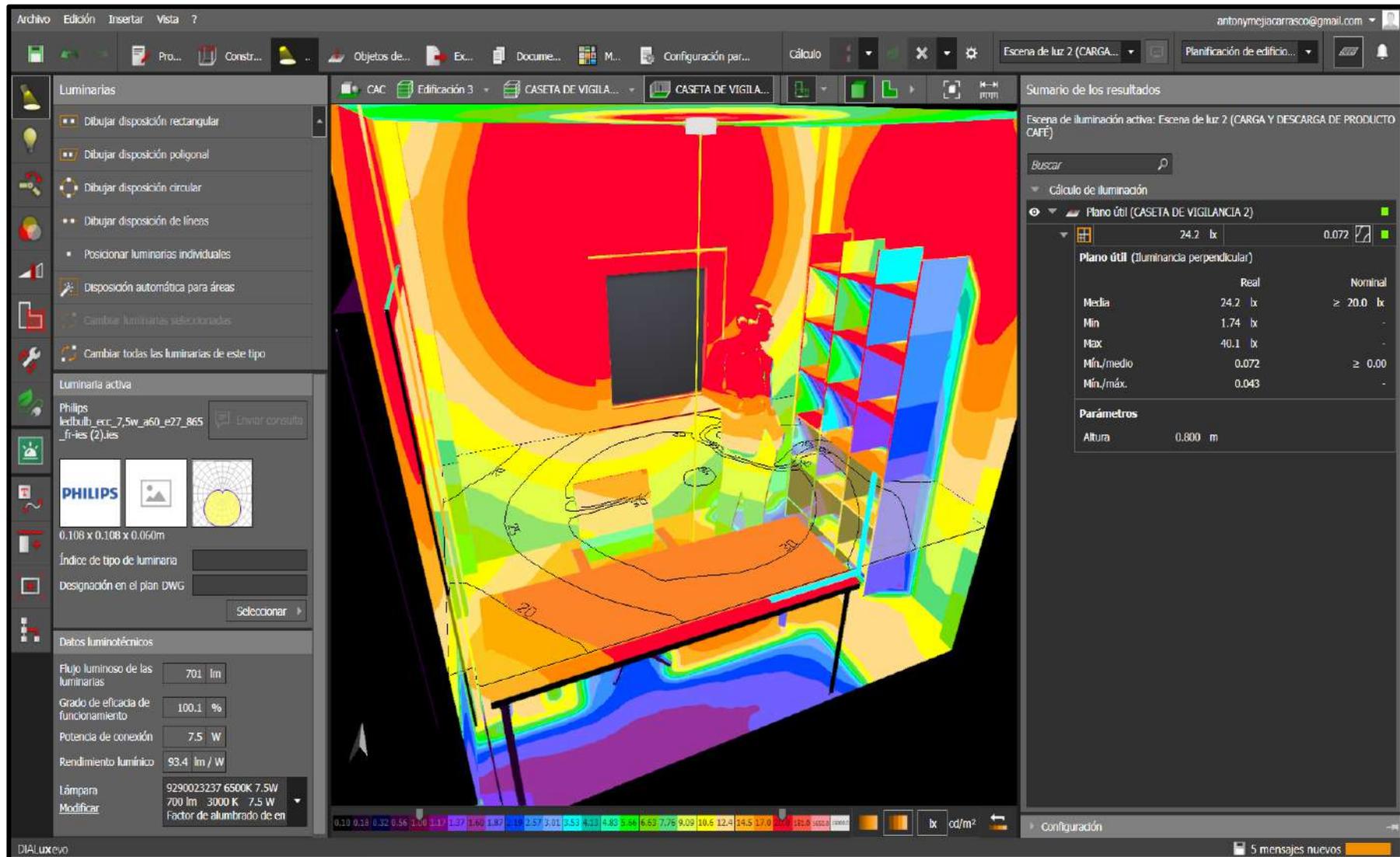
Vista de isolíneas 1er piso - caseta de vigilancia



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 3A

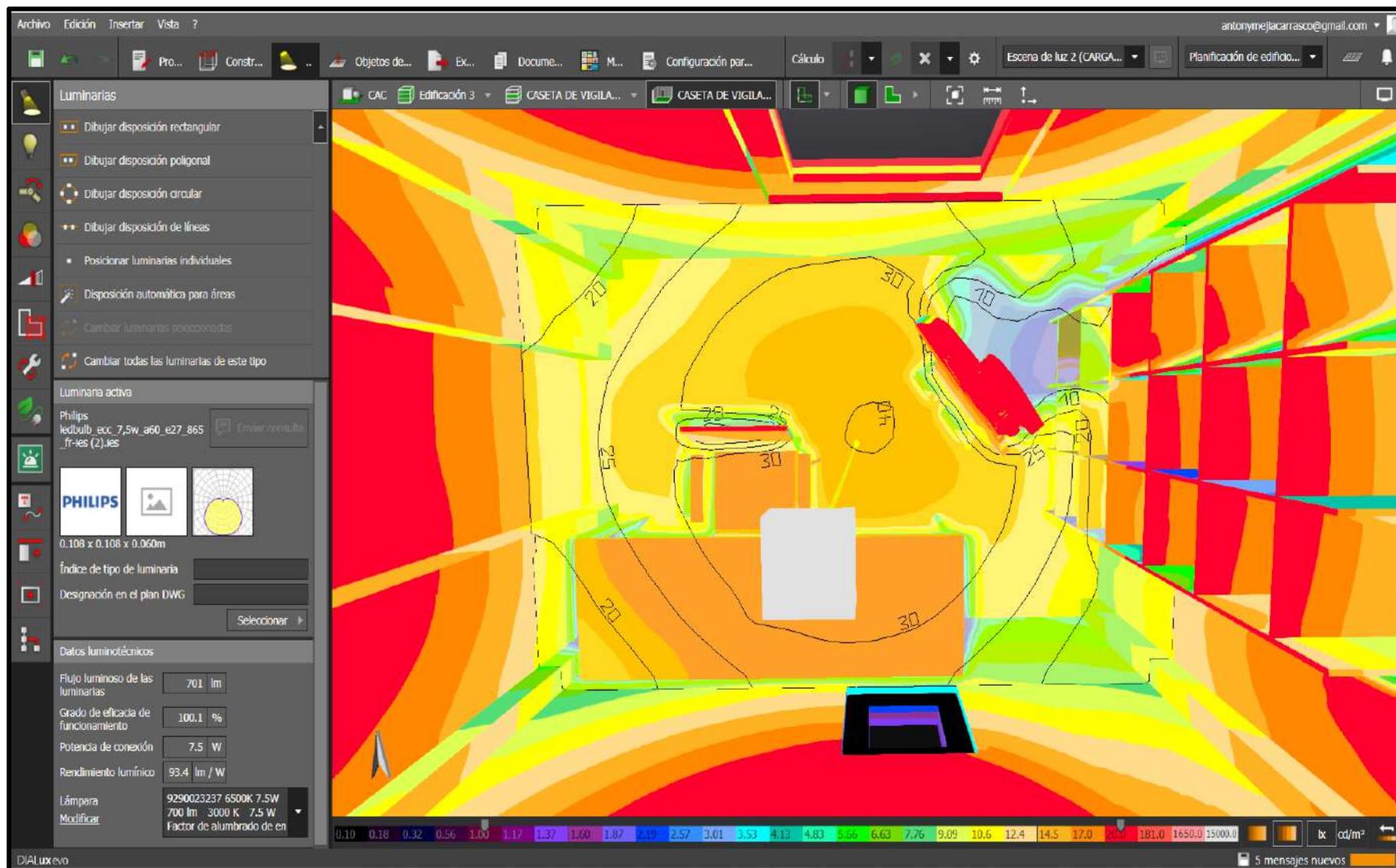
Vista de vigilancia – 2do piso



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 4A

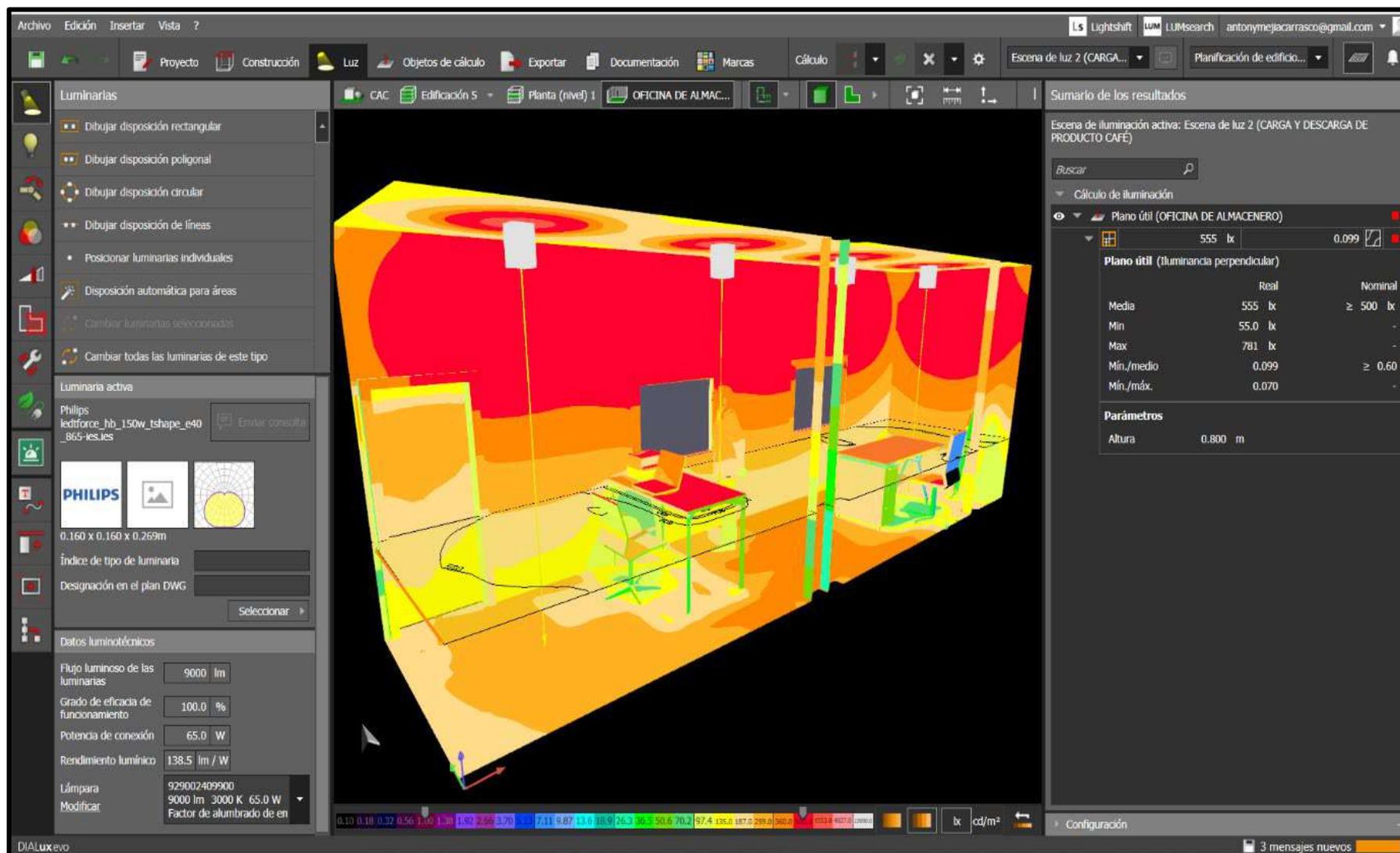
Vista de isolíneas 2do piso- caseta de vigilancia



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 5A

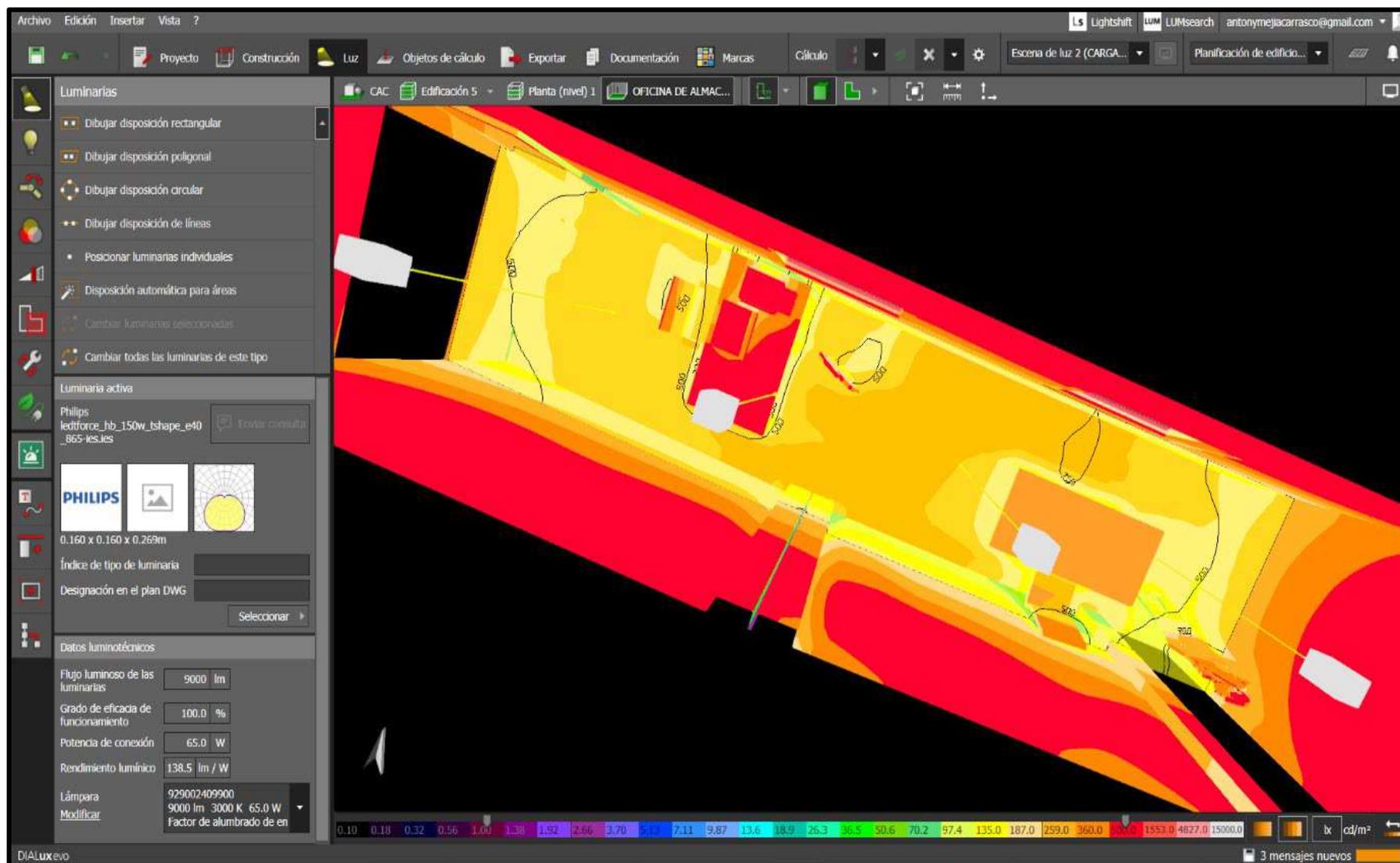
Vista del área de oficina de almacenamiento.



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 6A

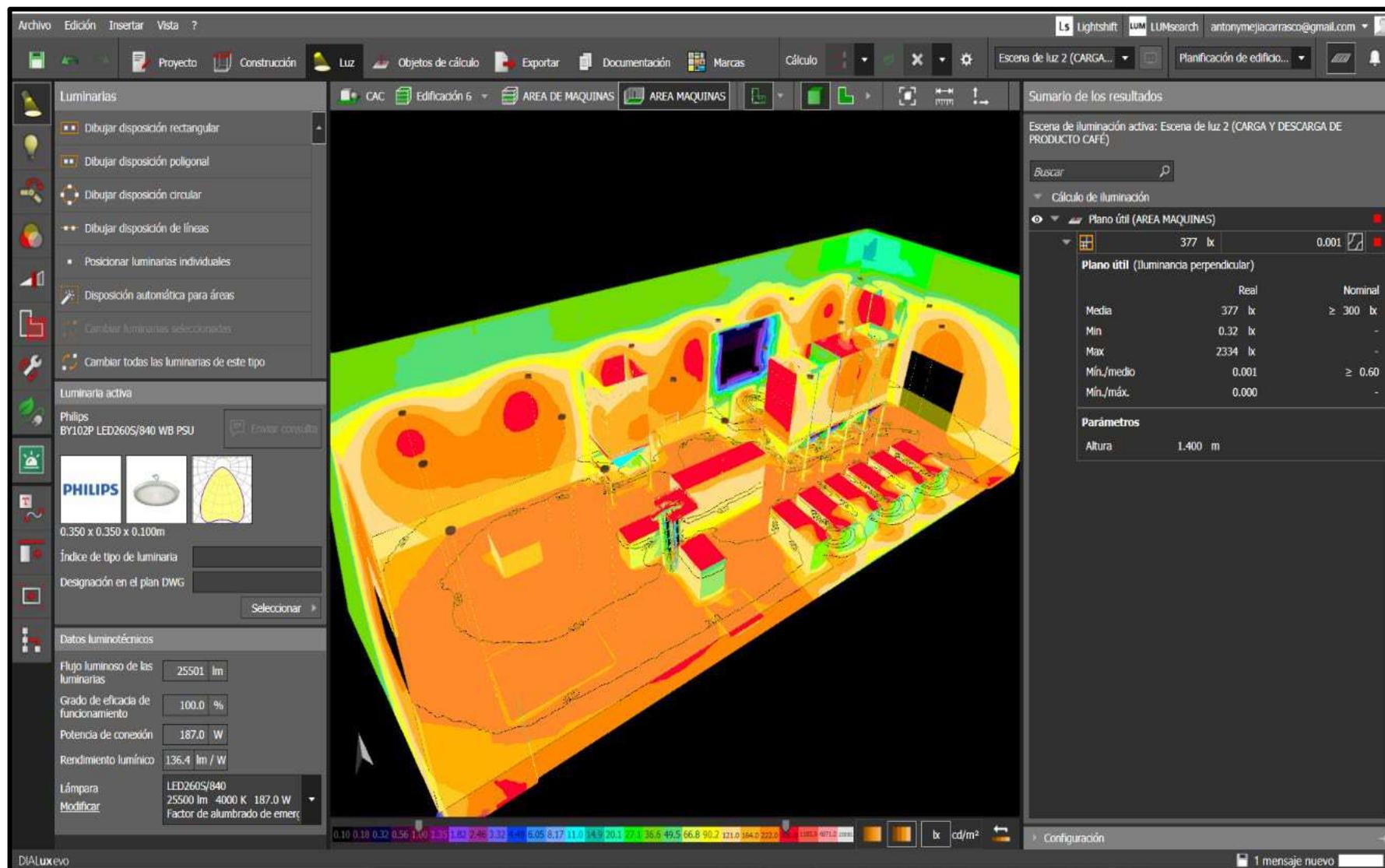
Vista grafica de isolíneas en la oficina de almacenamiento



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 7A

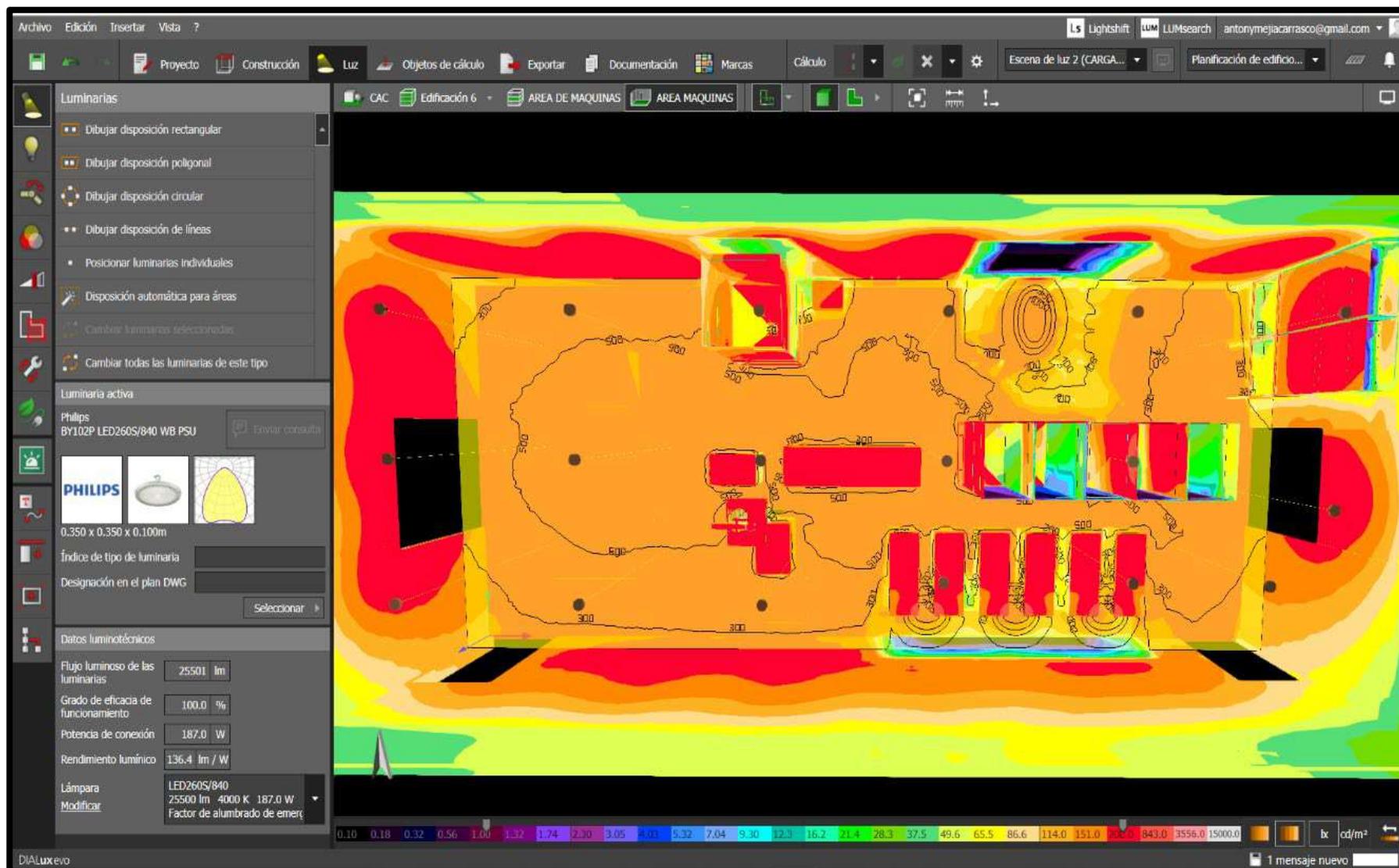
Vista de simulación Dialux en el área de máquinas del proceso



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 8A

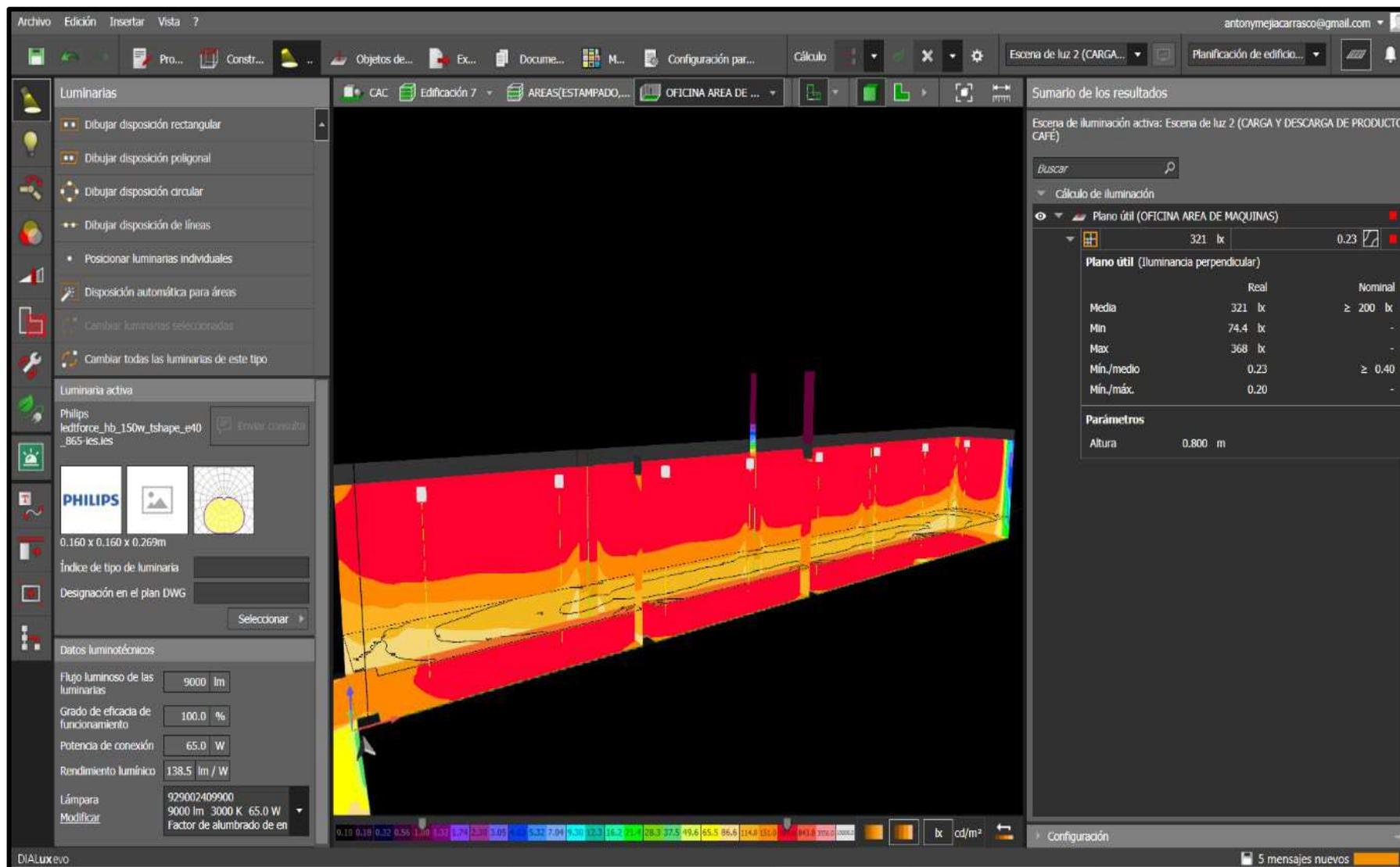
Vista de isólinas del área de máquinas del proceso



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 9A

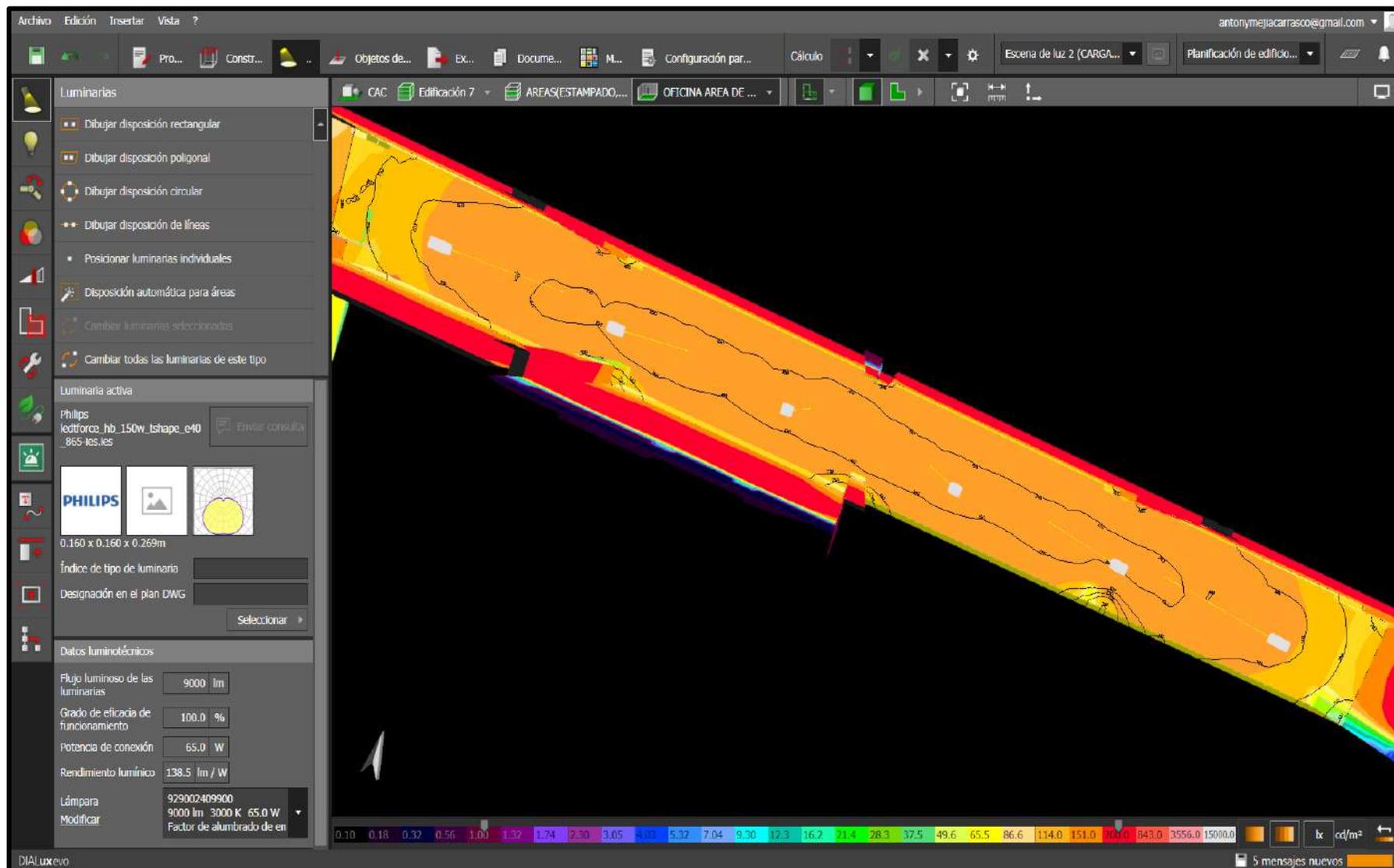
Vista de simulación de la oficina de máquinas del proceso



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 10A

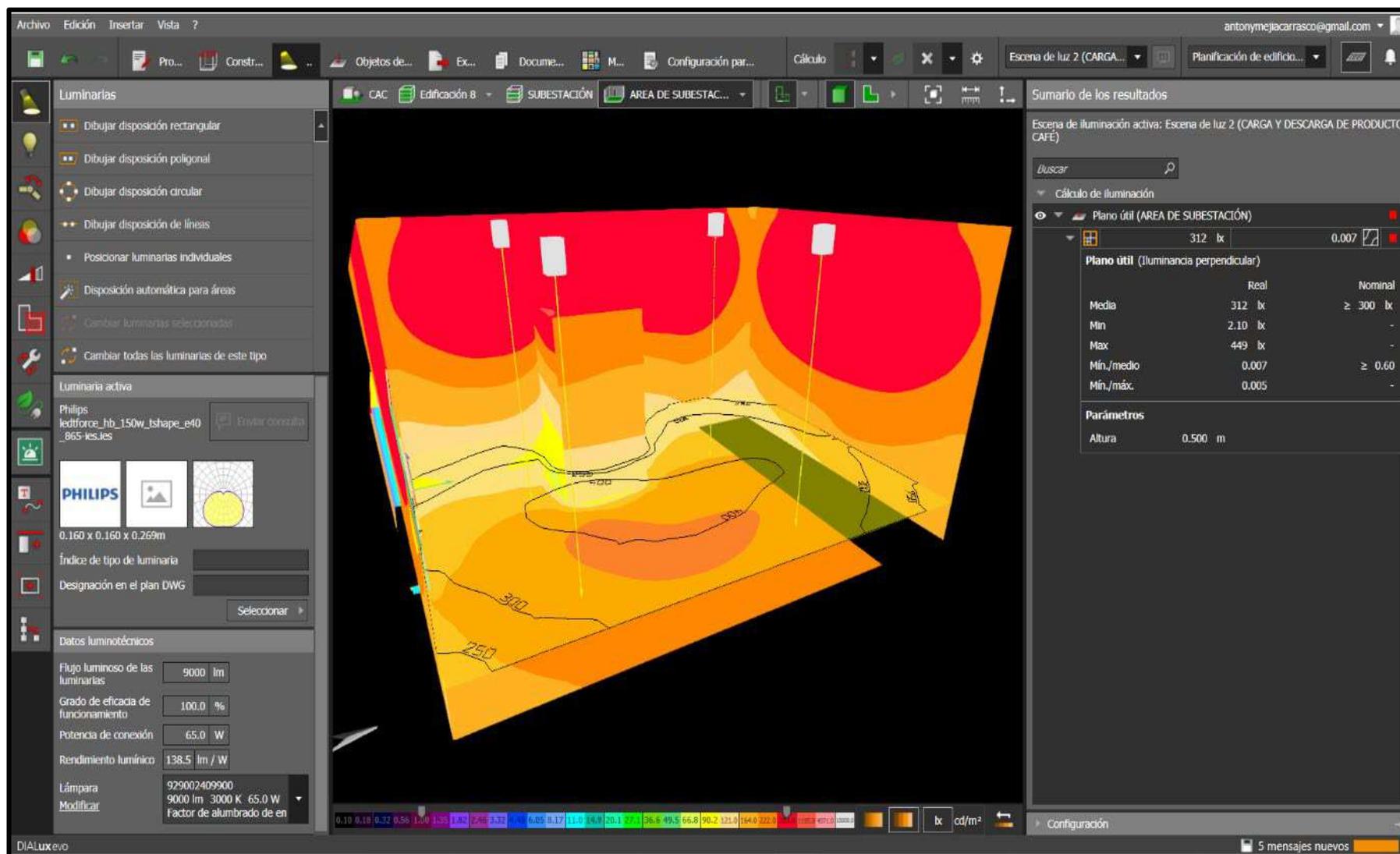
Vista grafica de isolíneas en la oficina de maquinas



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 11A

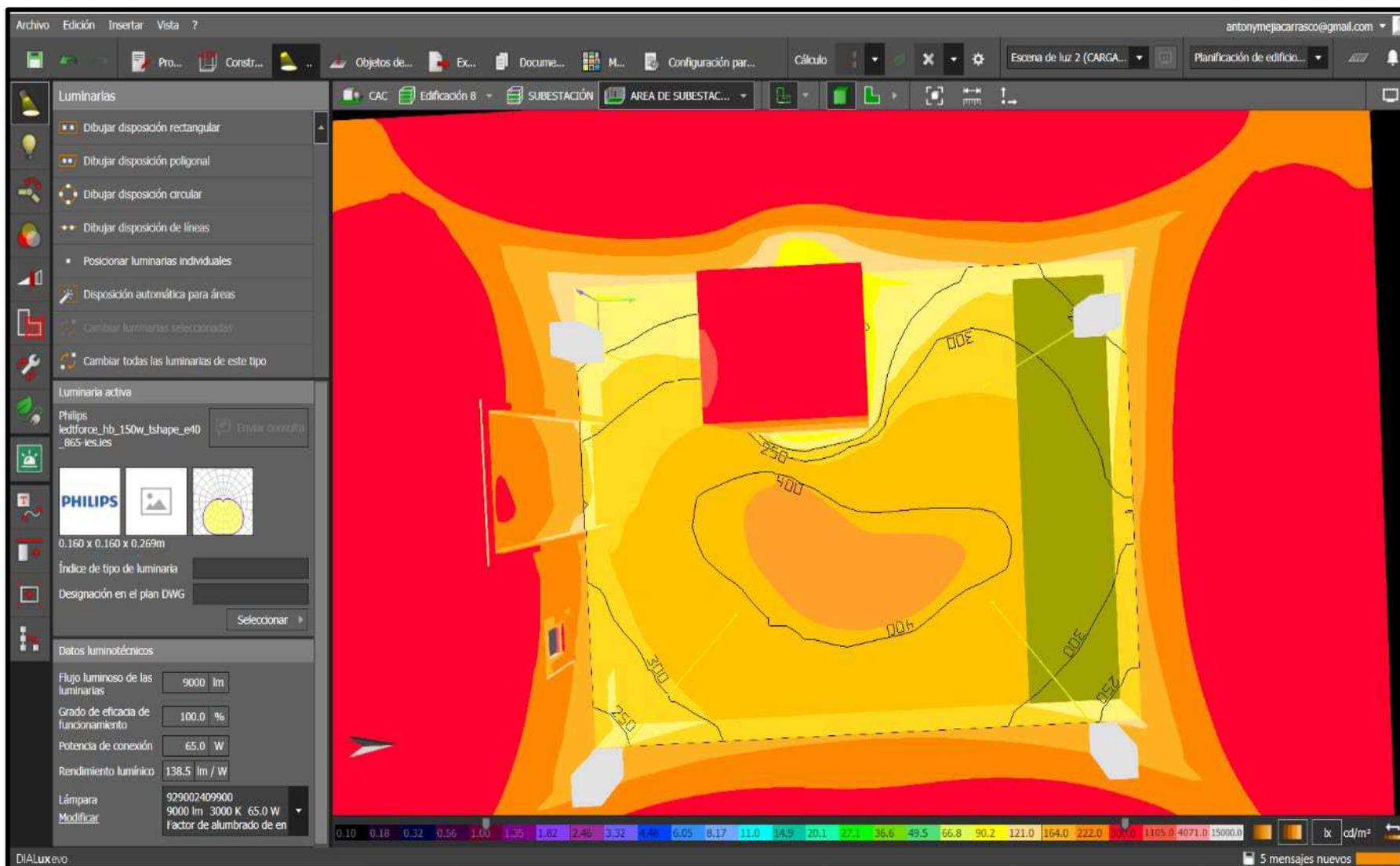
Vista de simulación – área de subestación



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 12A

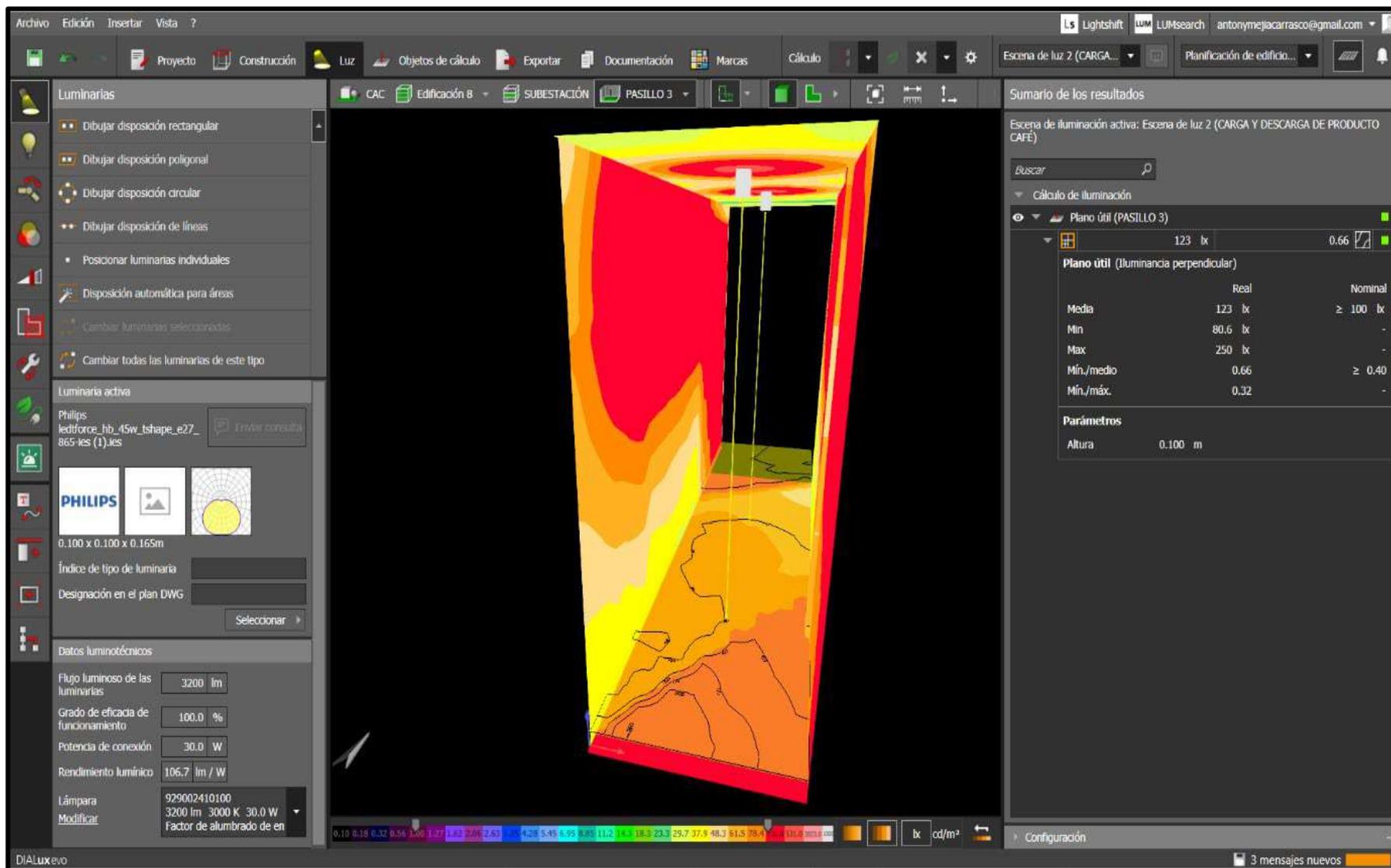
Vista grafica de isolíneas en el área de subestación



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 13A

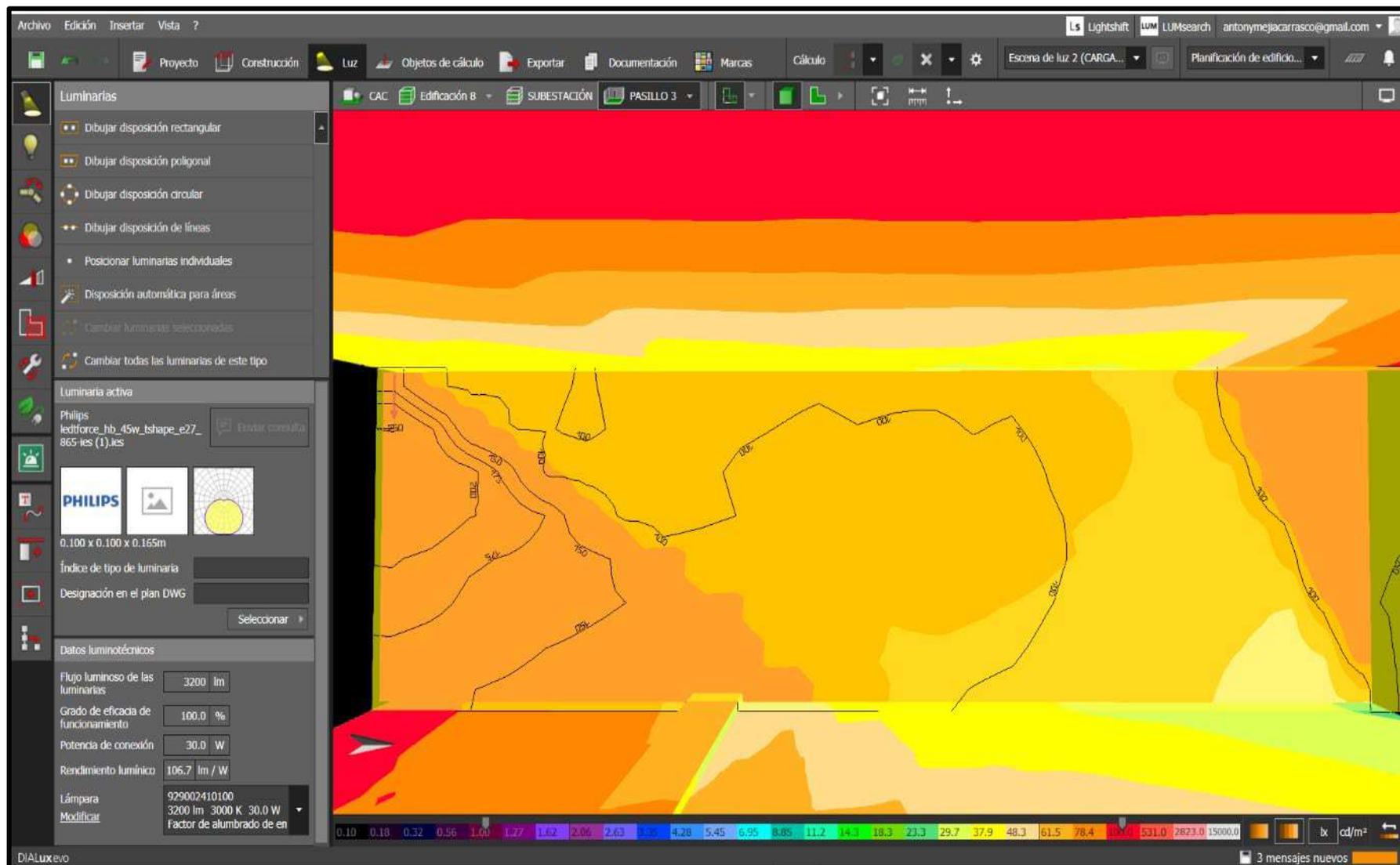
Vista de simulación del pasillo 3



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 14A

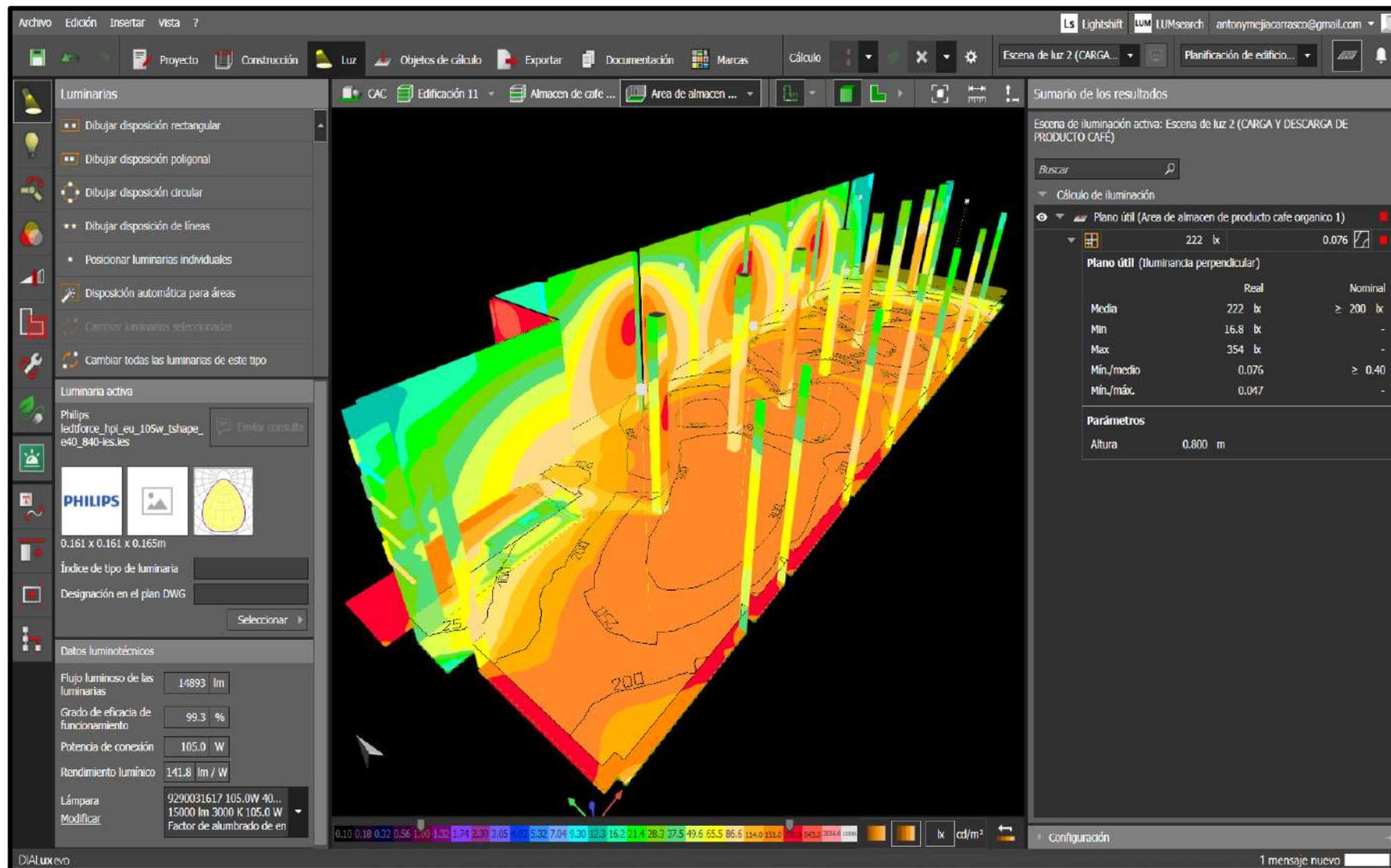
Vista de representación gráfica de isolíneas del pasillo 3



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 15A

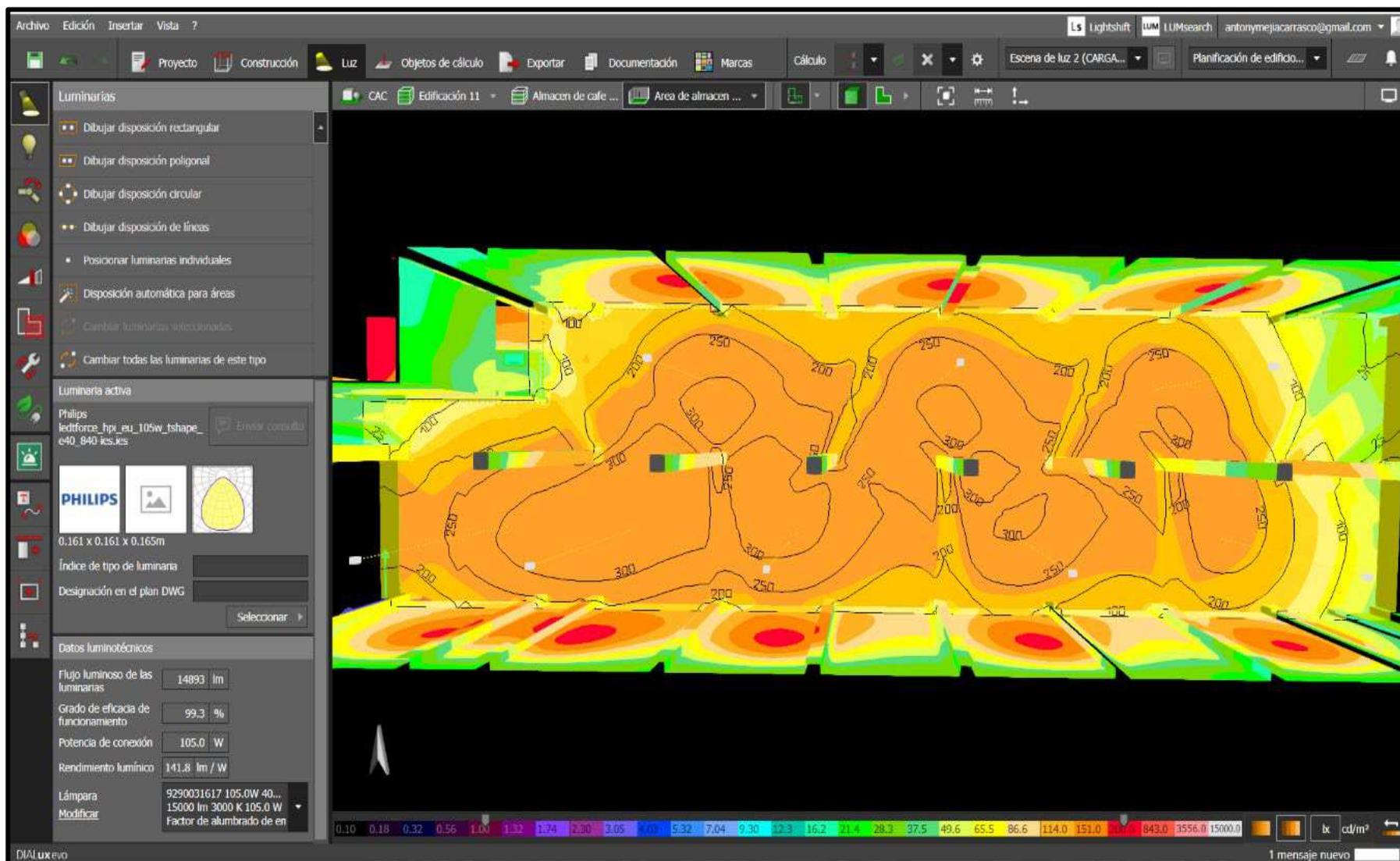
Vista de simulación Dialux del almacén de café pergamino orgánico 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 16A

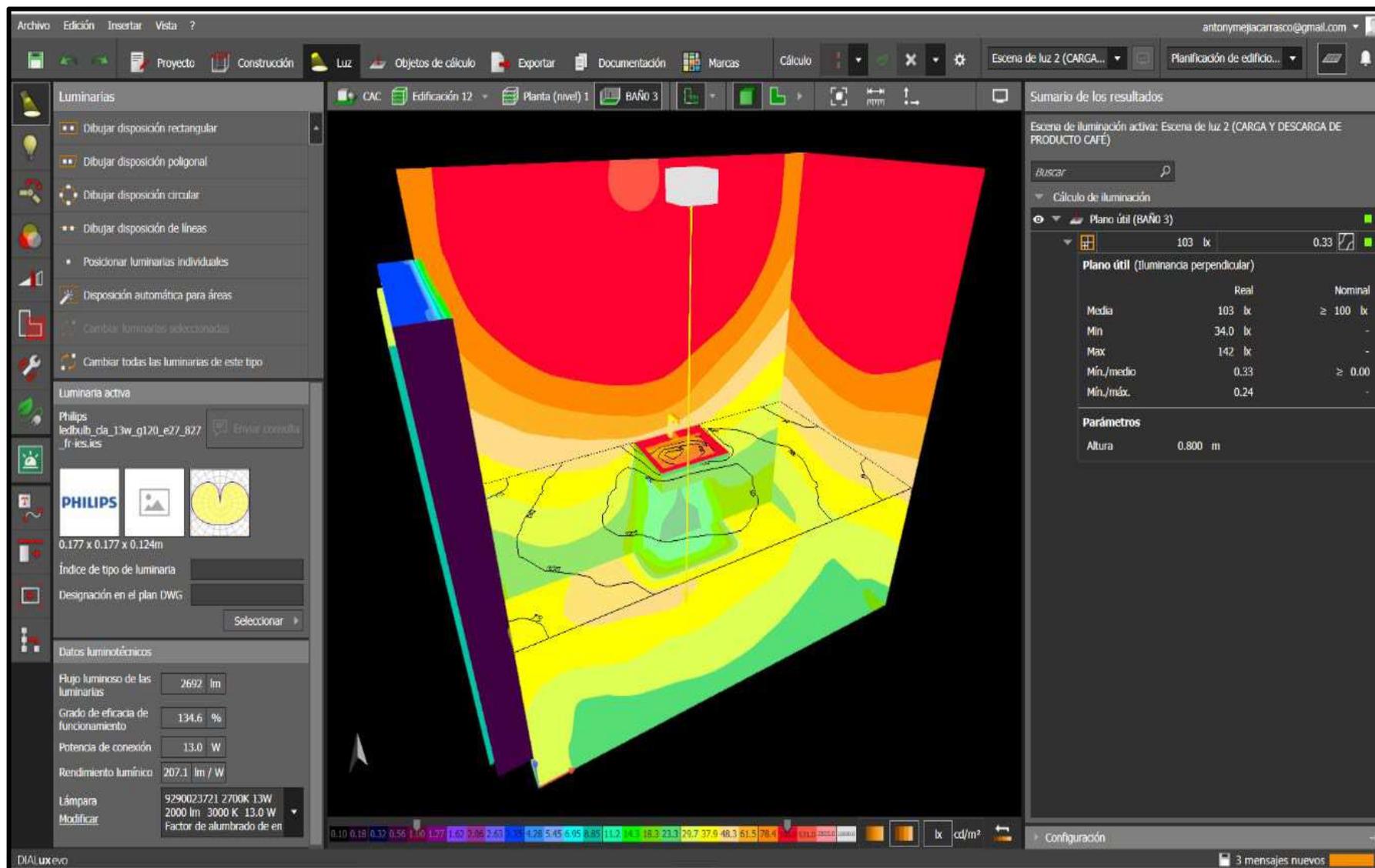
Vista de representación de isólinas del almacén de café pergamino orgánico 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 17A

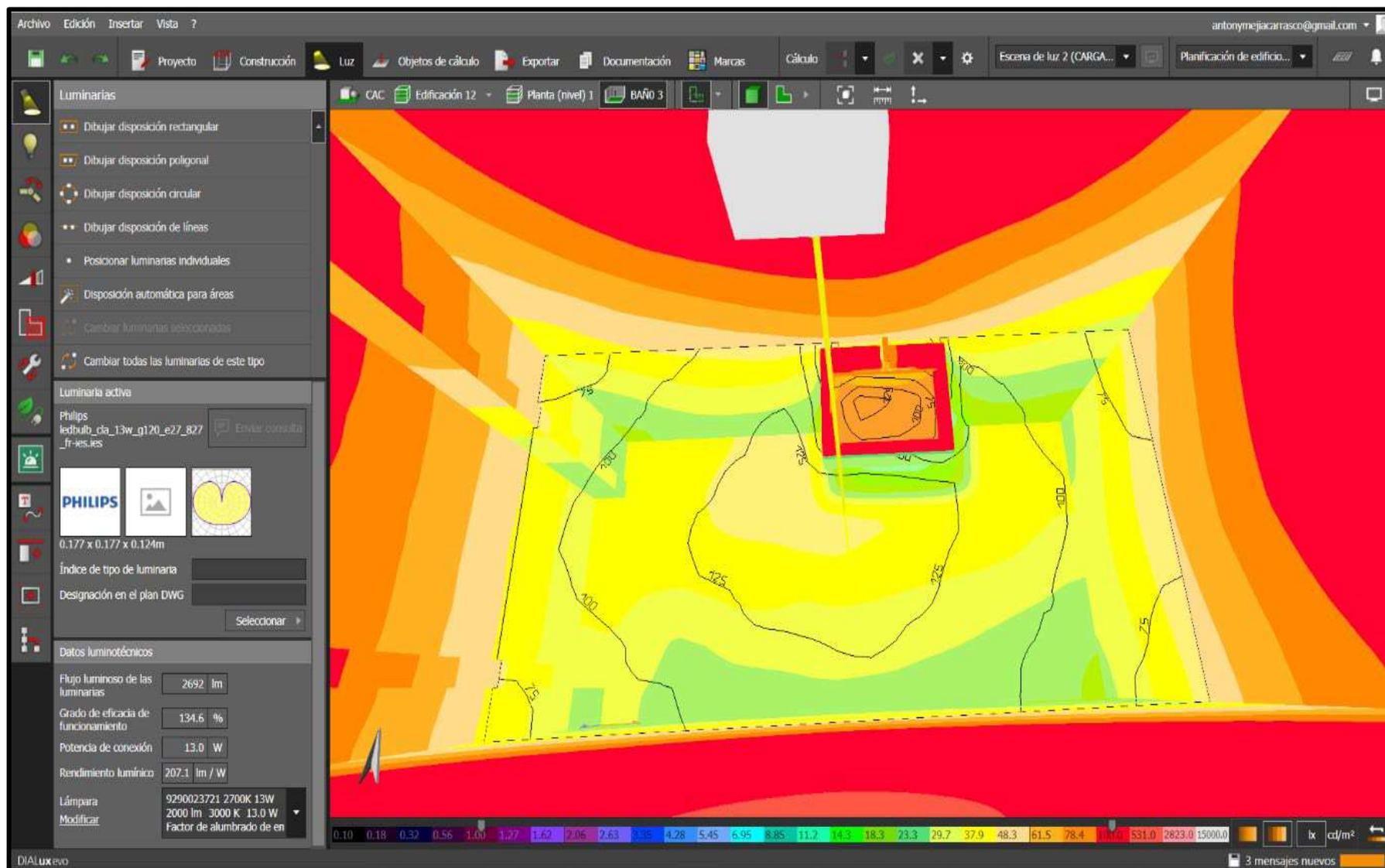
Vista de simulación Dialux Baño 3



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 18A

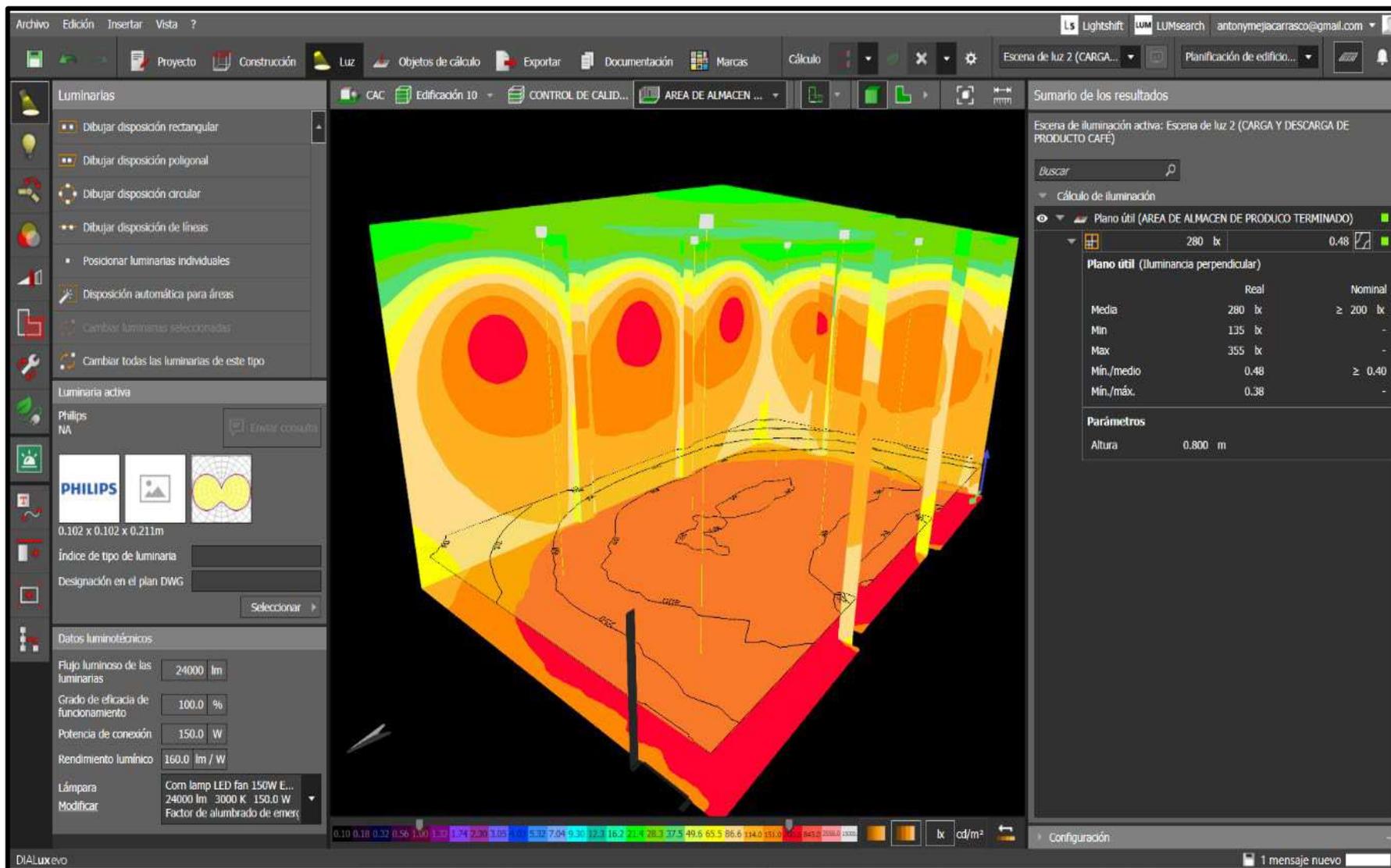
Vista de representación gráfica de isolíneas del Baño 3



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 19A

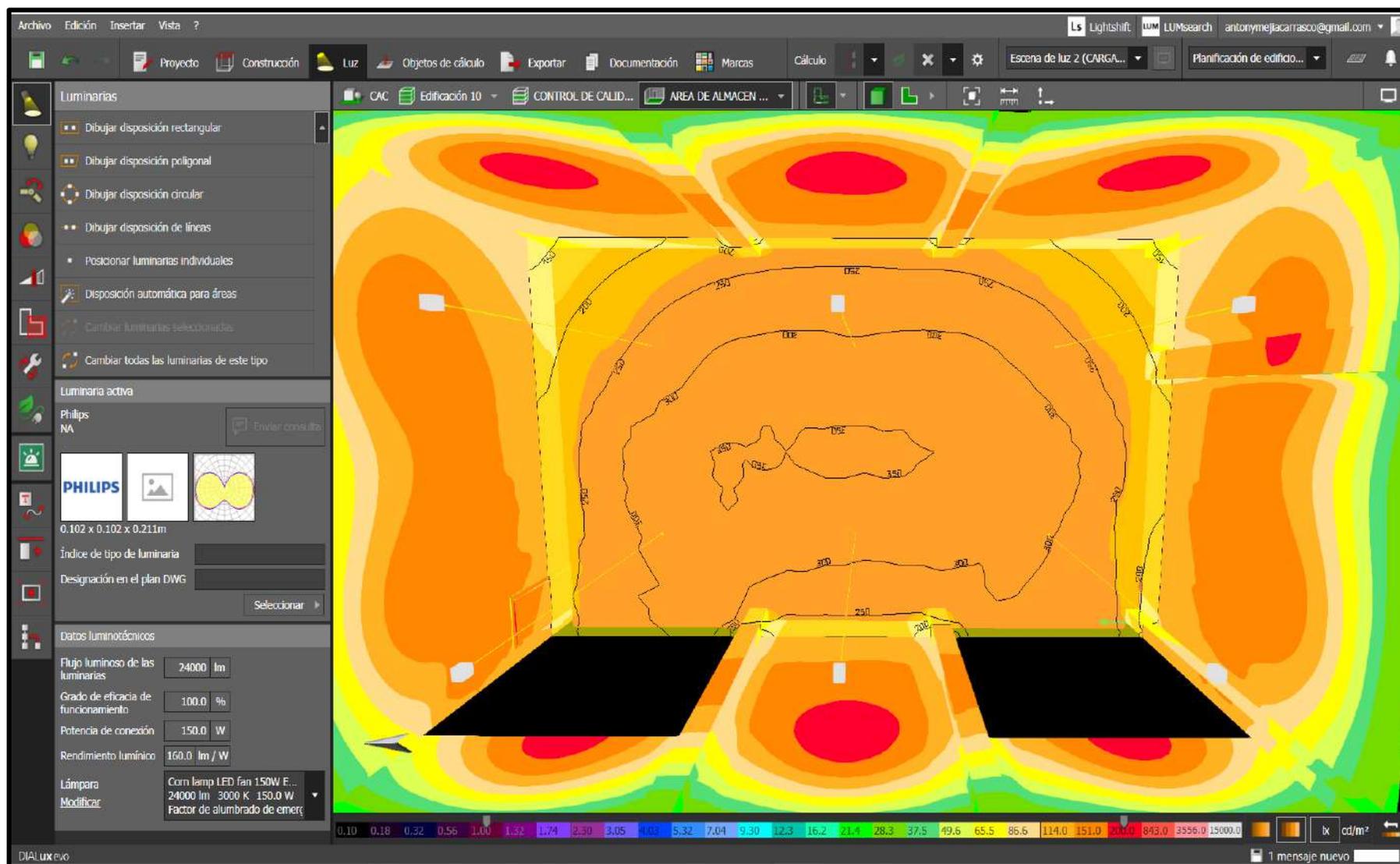
Vista de simulación Dialux del almacén de subproducto terminado



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 20A

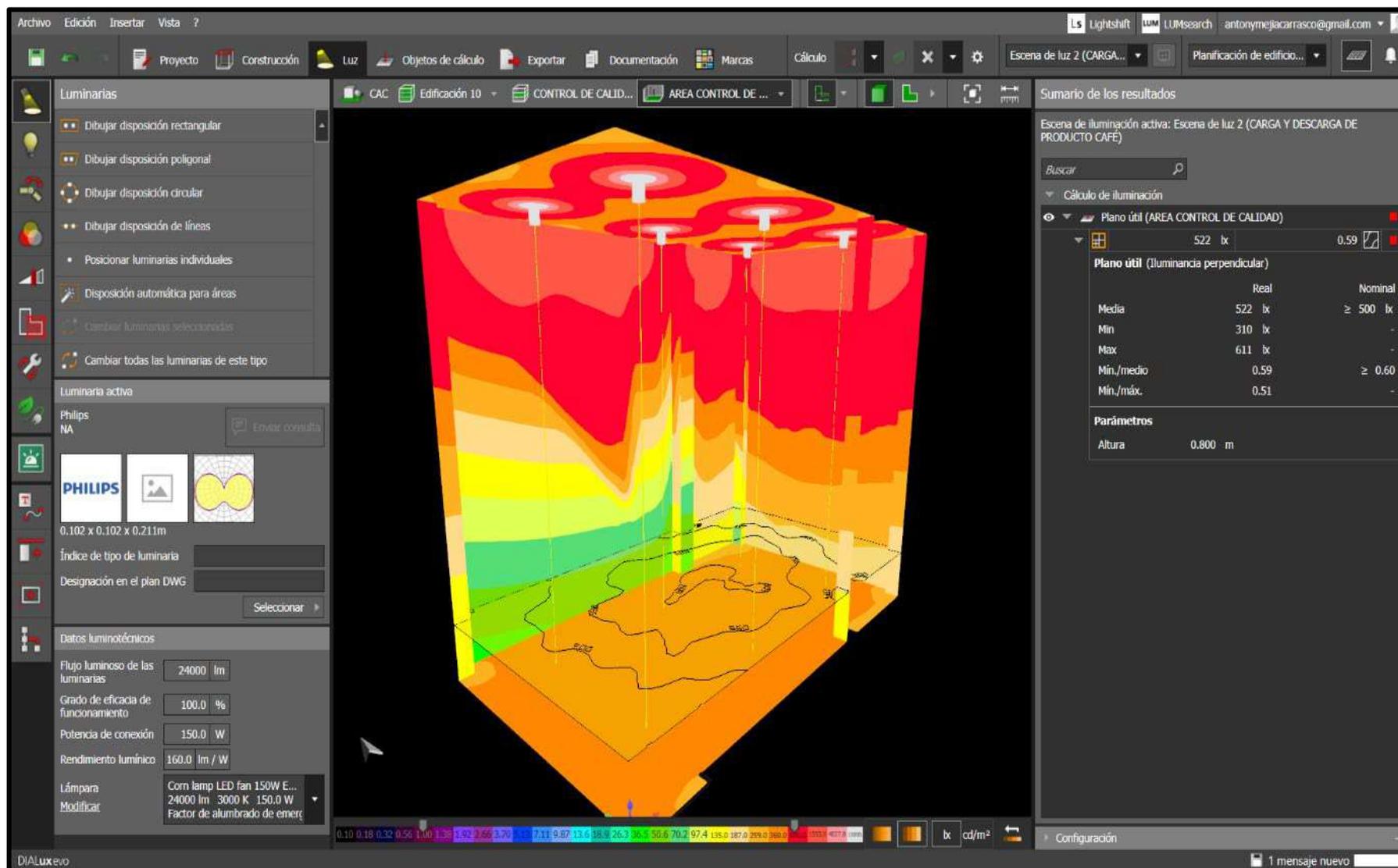
Vista de representación de isolíneas del almacén de subproducto terminado



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 21A

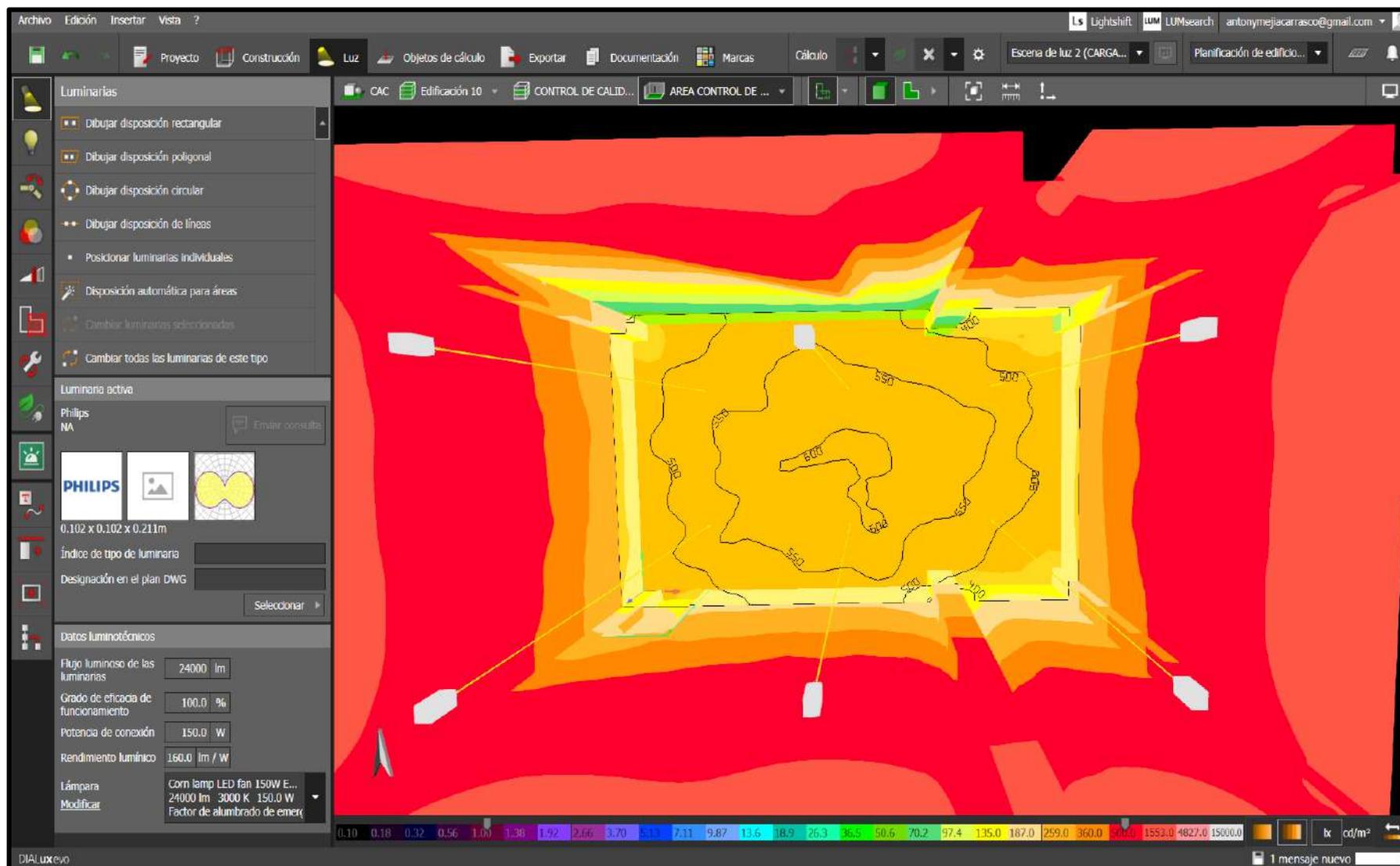
Vista de simulación de Dialux en el laboratorio de control de calidad



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 22A

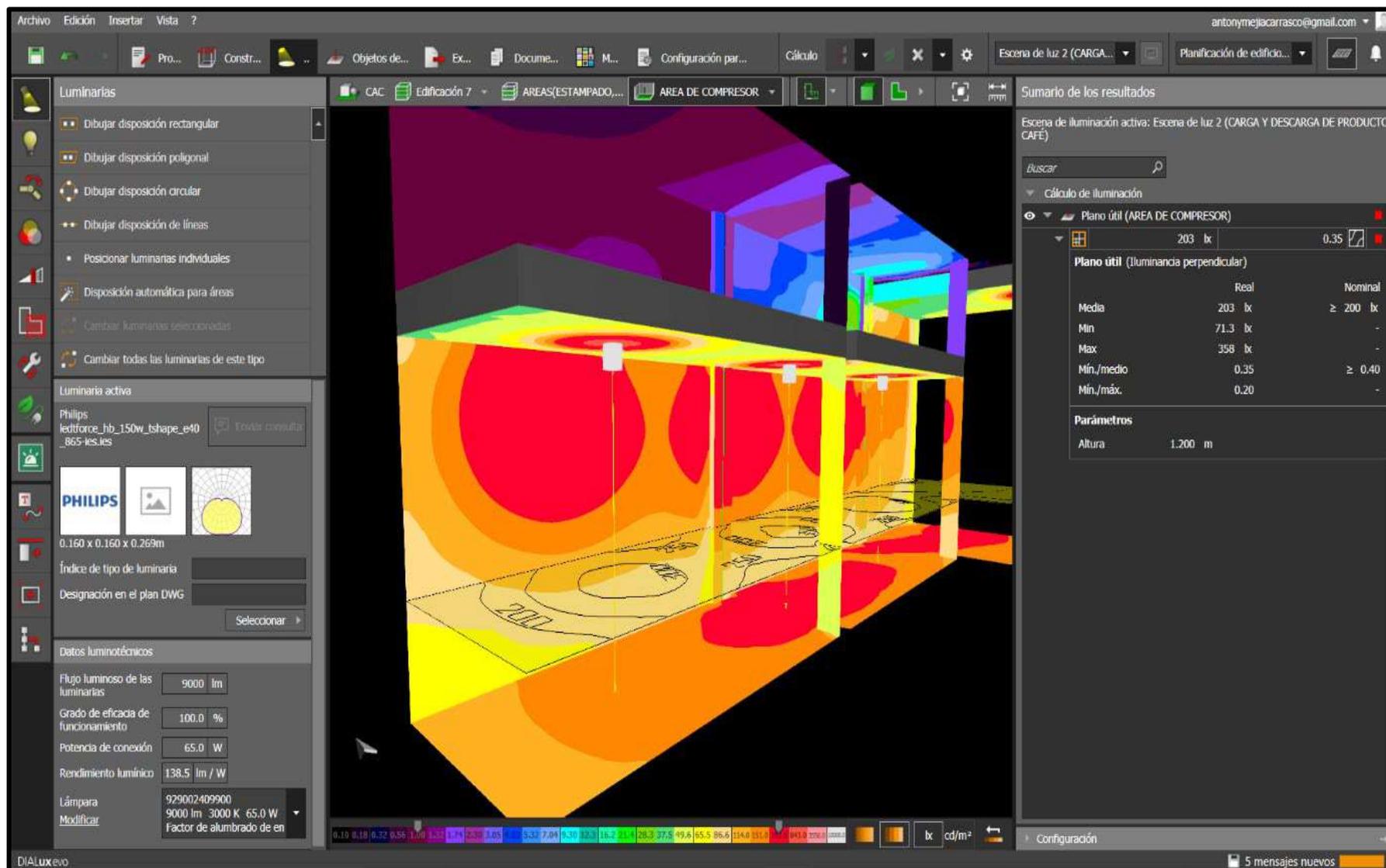
Vista de isólinas en software Dialux en el laboratorio control de calidad



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 23A

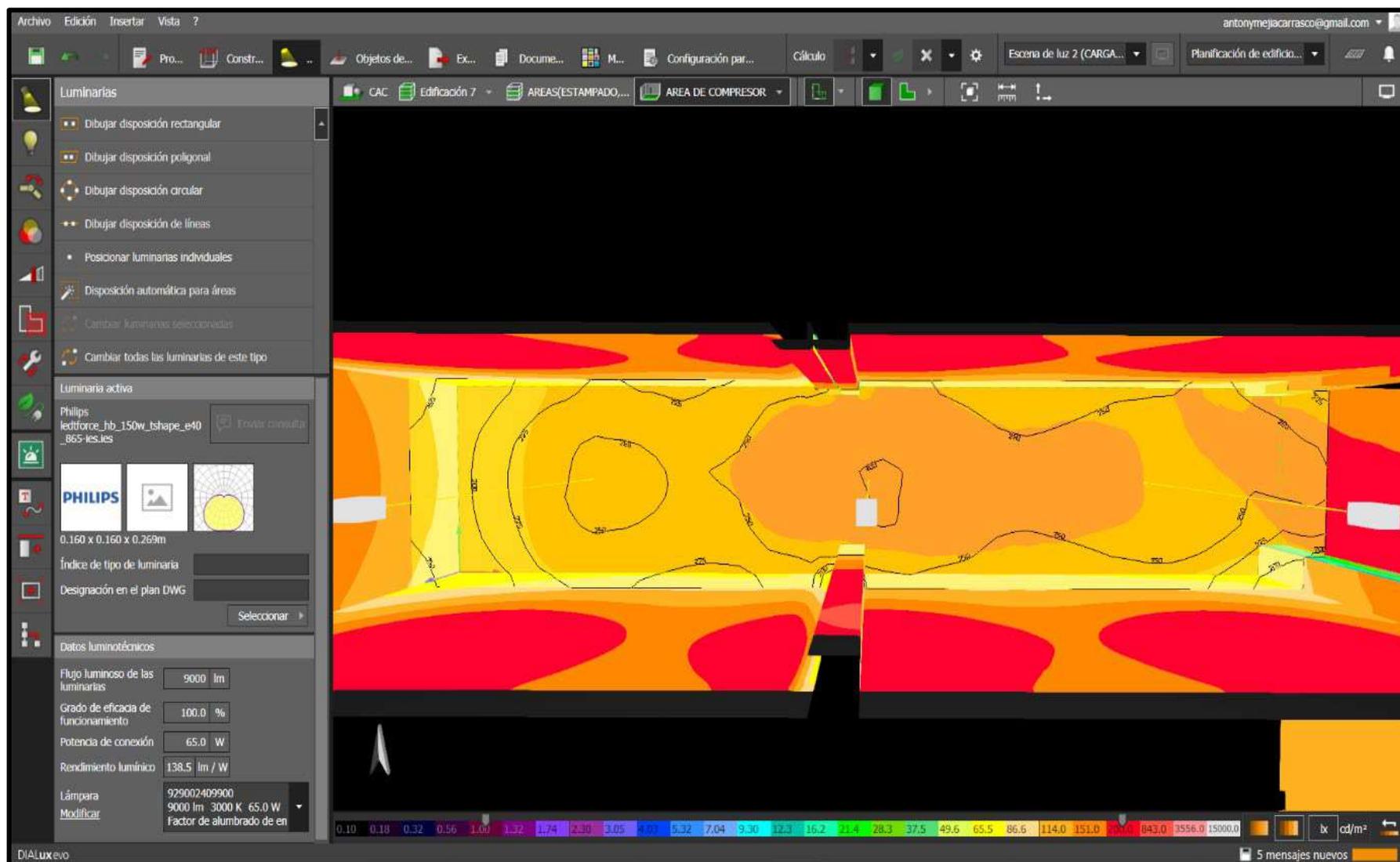
Vista de simulación del área de compresor



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 24A

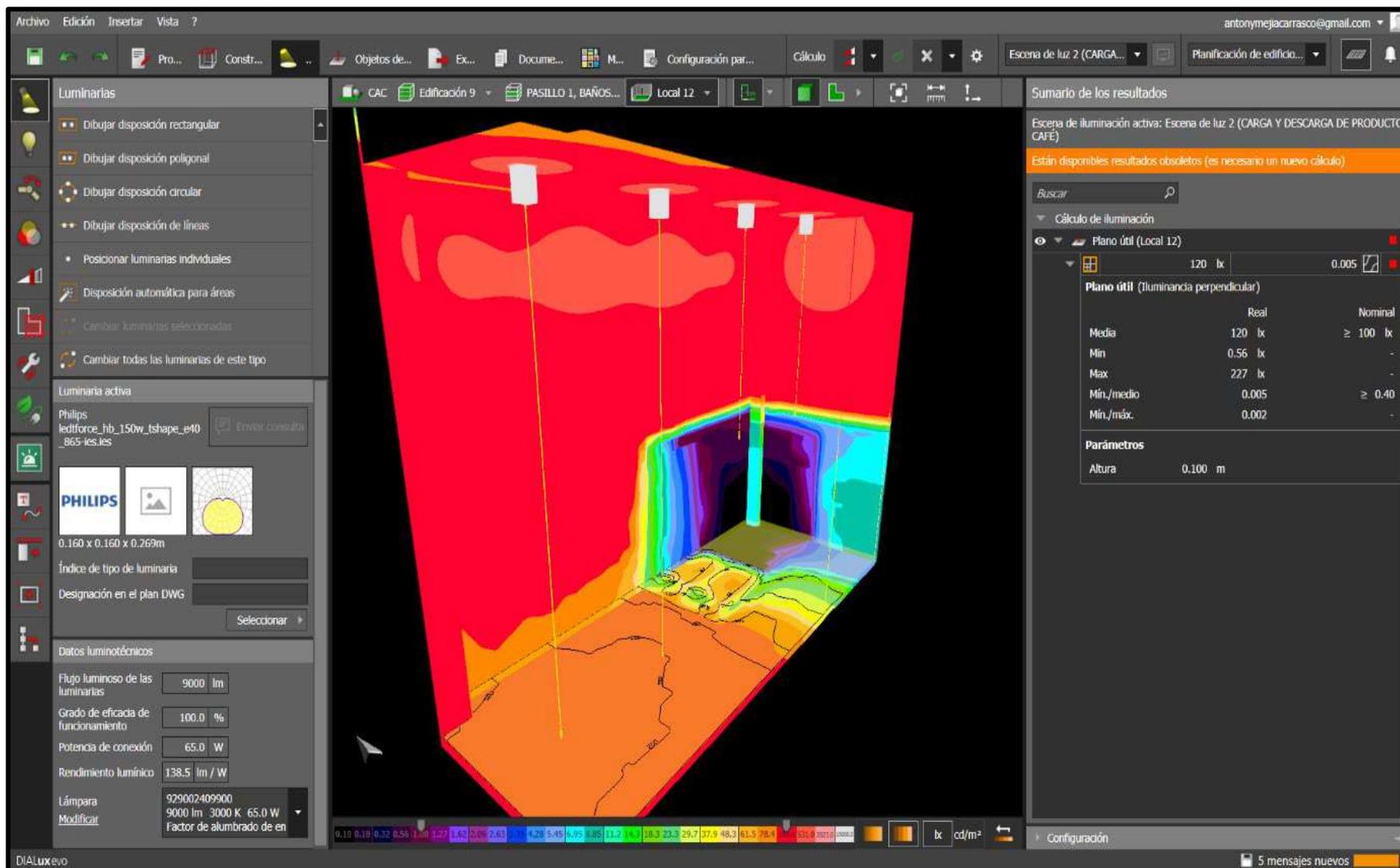
Vista grafica de isolíneas en el are de compresor



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 25A

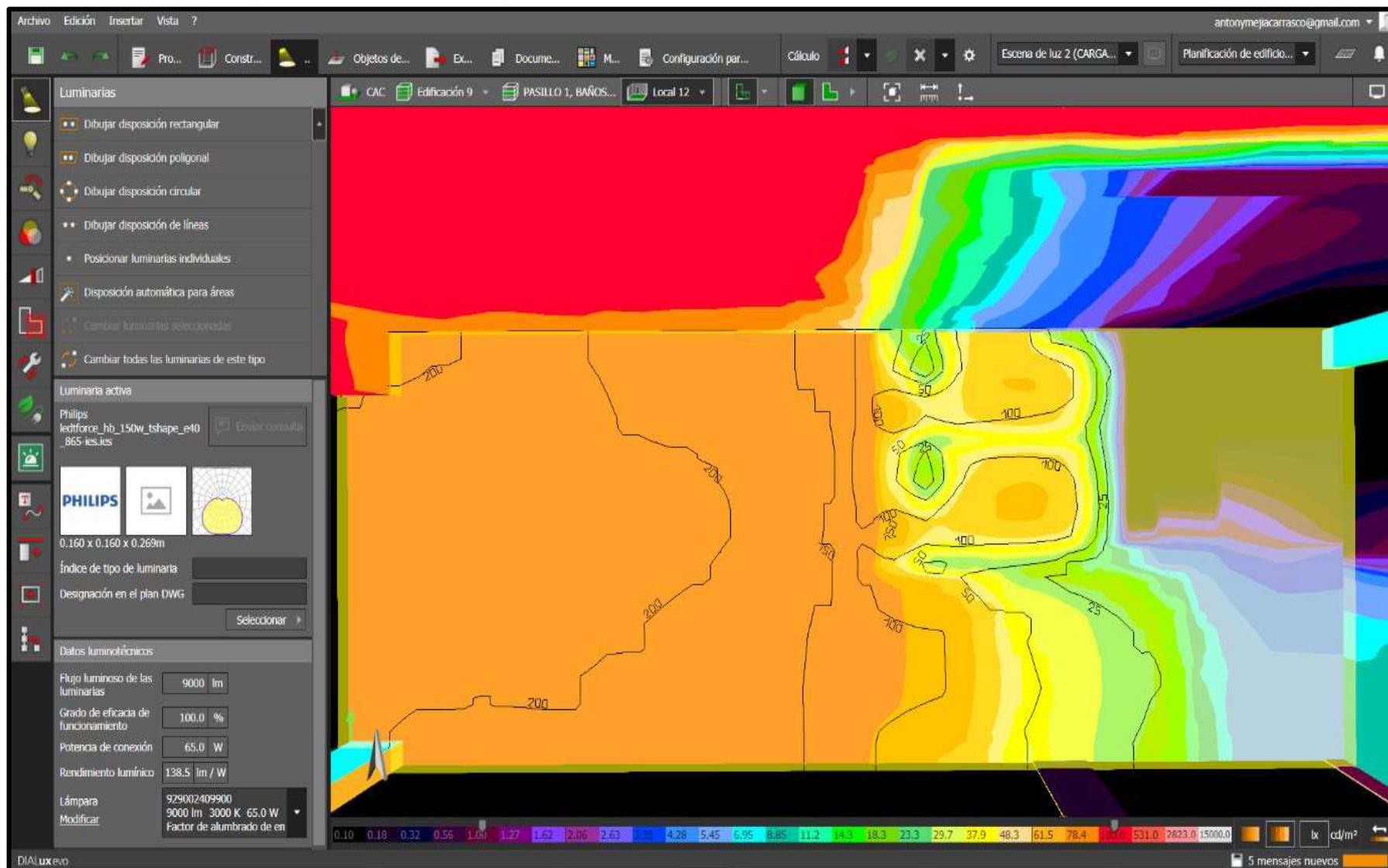
Vista de simulación del pasillo 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 26A

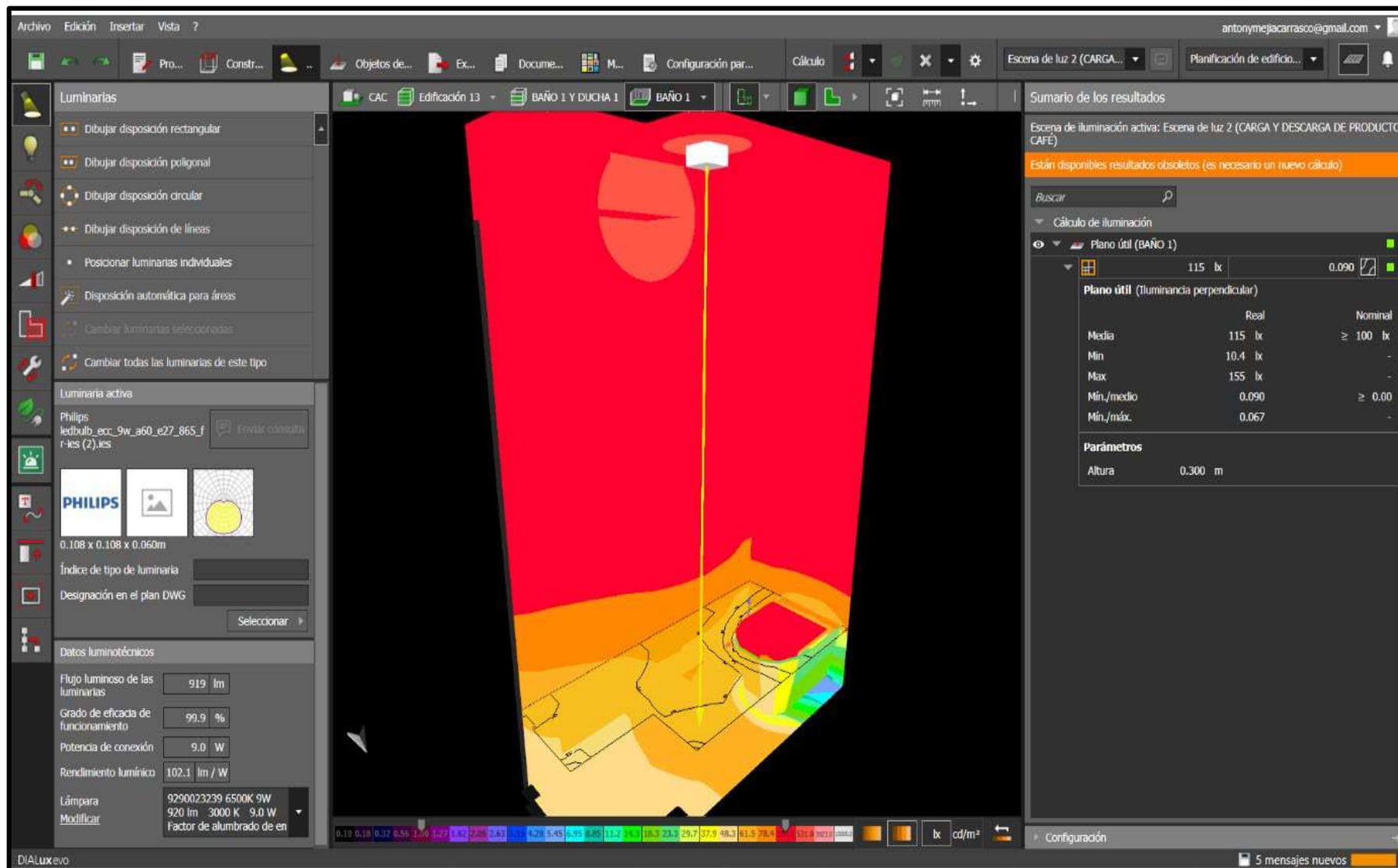
Vista de visualización grafica de isólineas de pasillo 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 27A

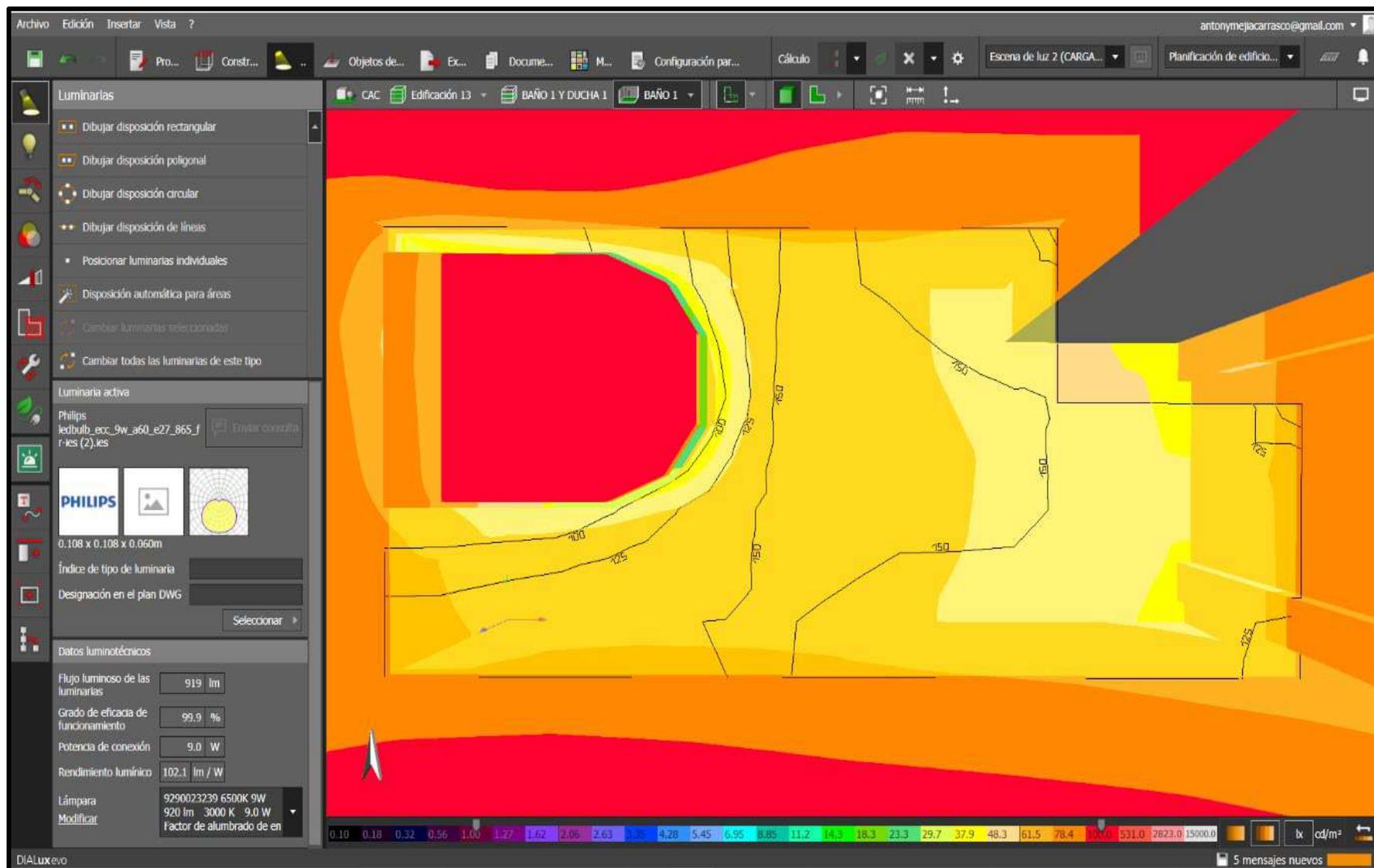
Vista simulada Baño 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 28A

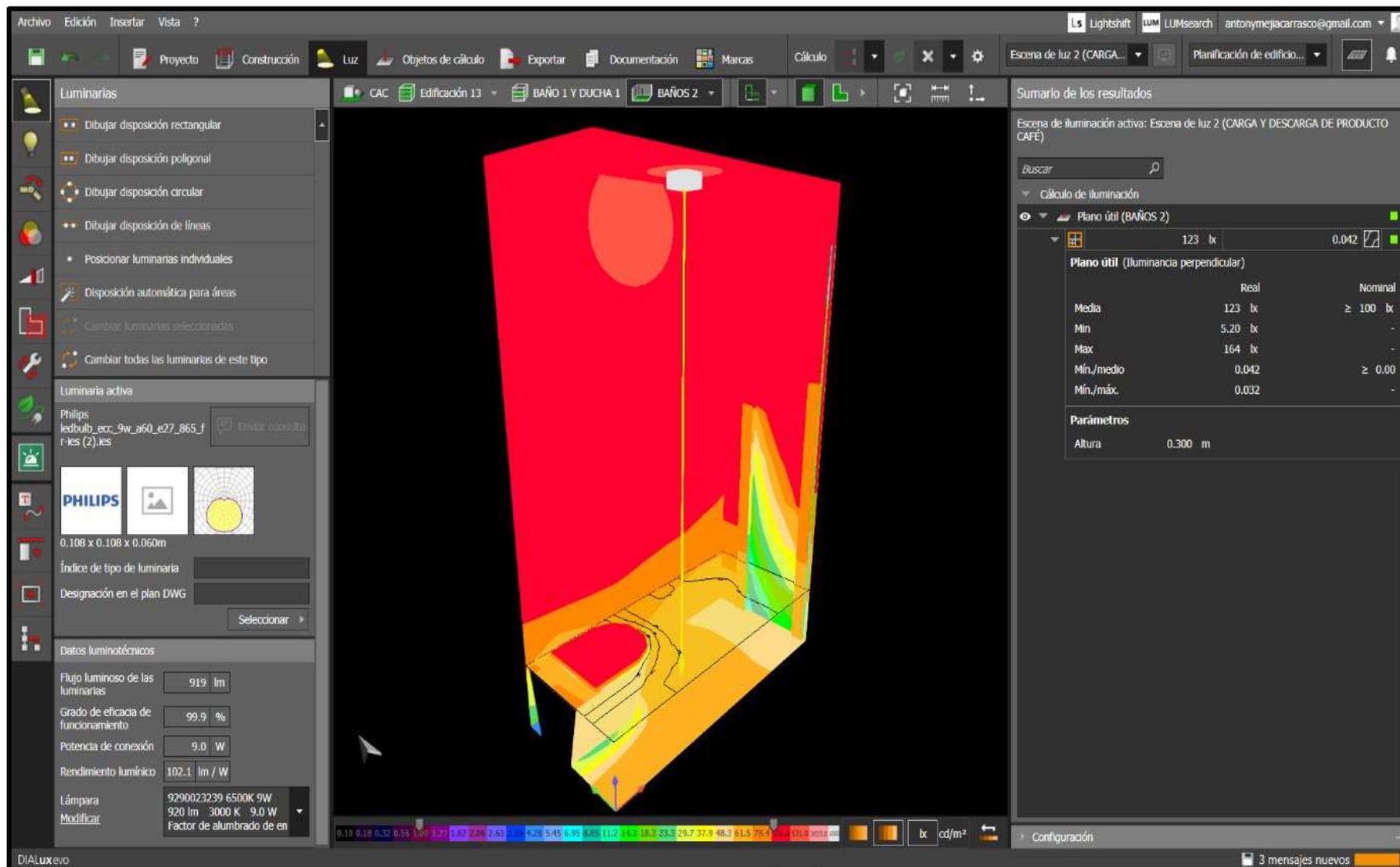
Vista de representación de isolíneas Baño 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 29A

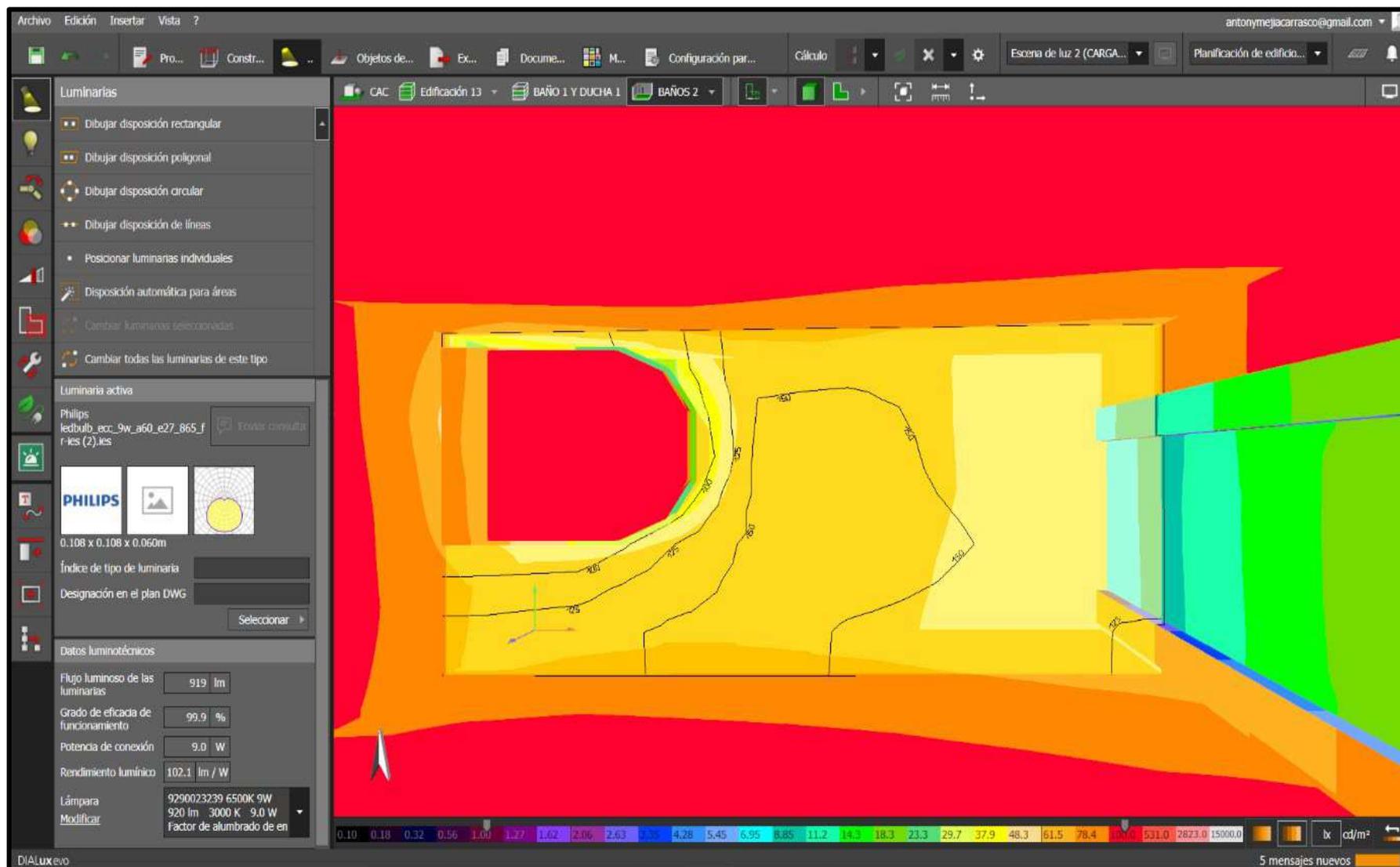
Vista de simulación Baño 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 30A

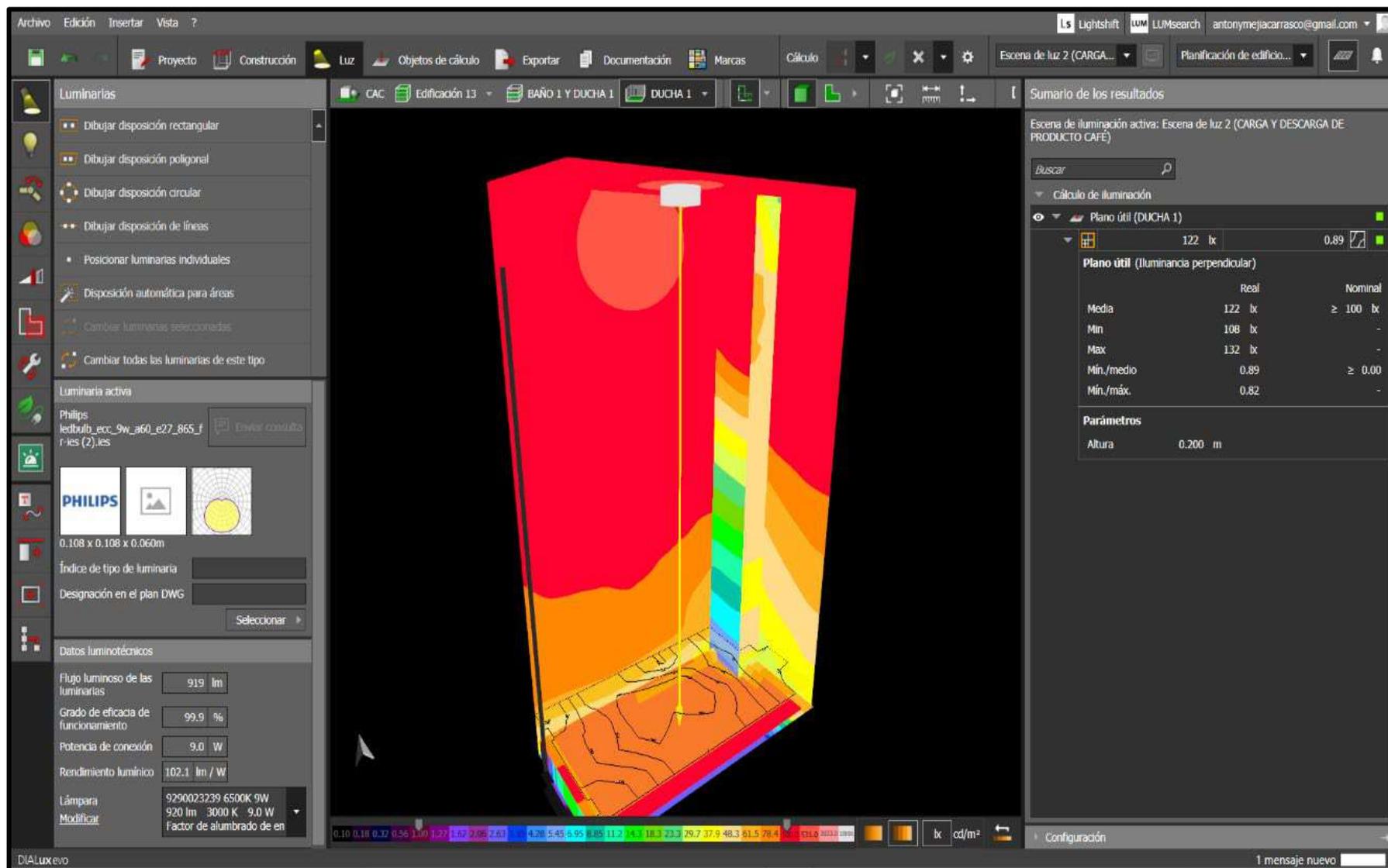
Vista de representación de isólineas Baño 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 31A

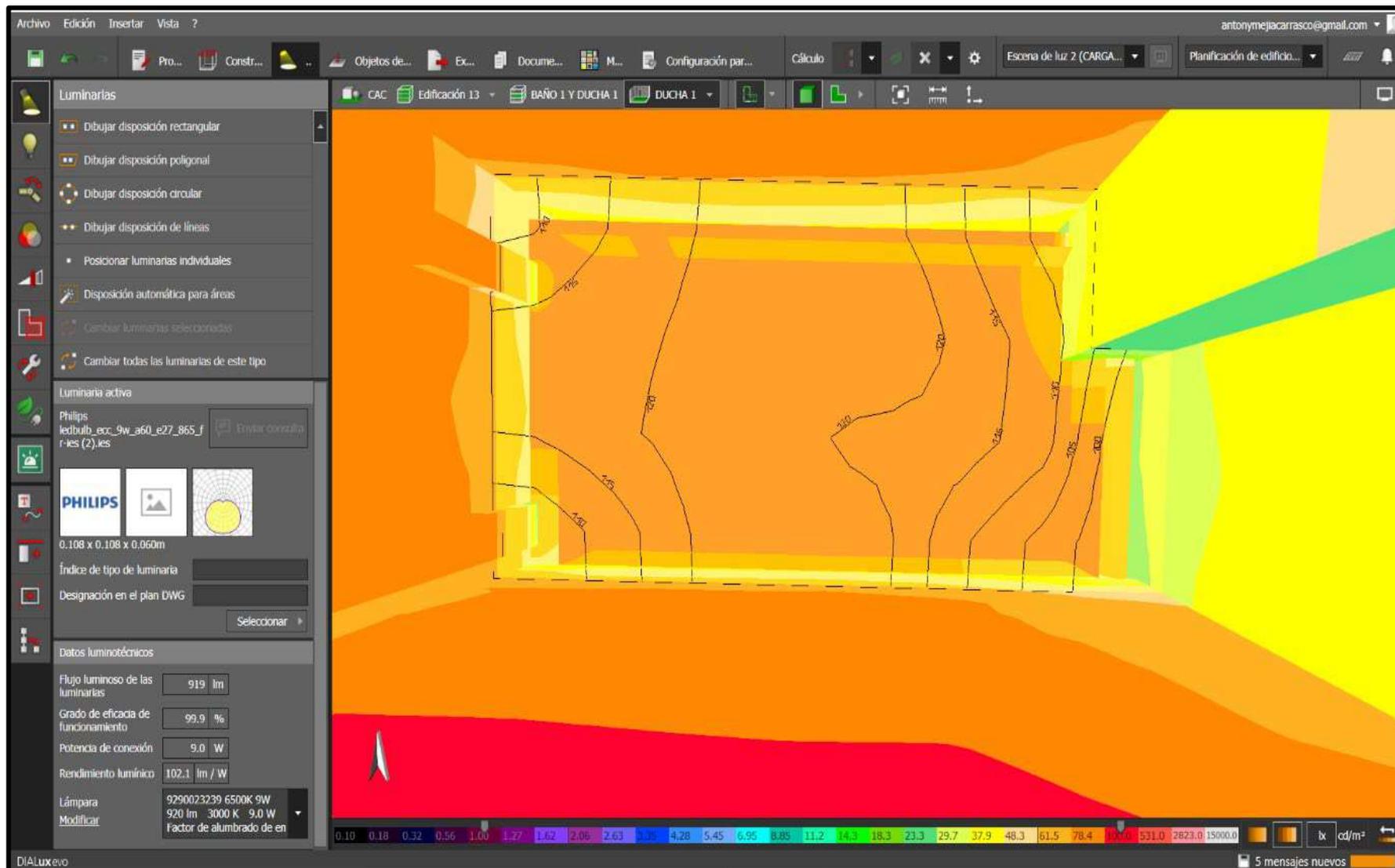
Vista de simulación Dialux Ducha 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 32A

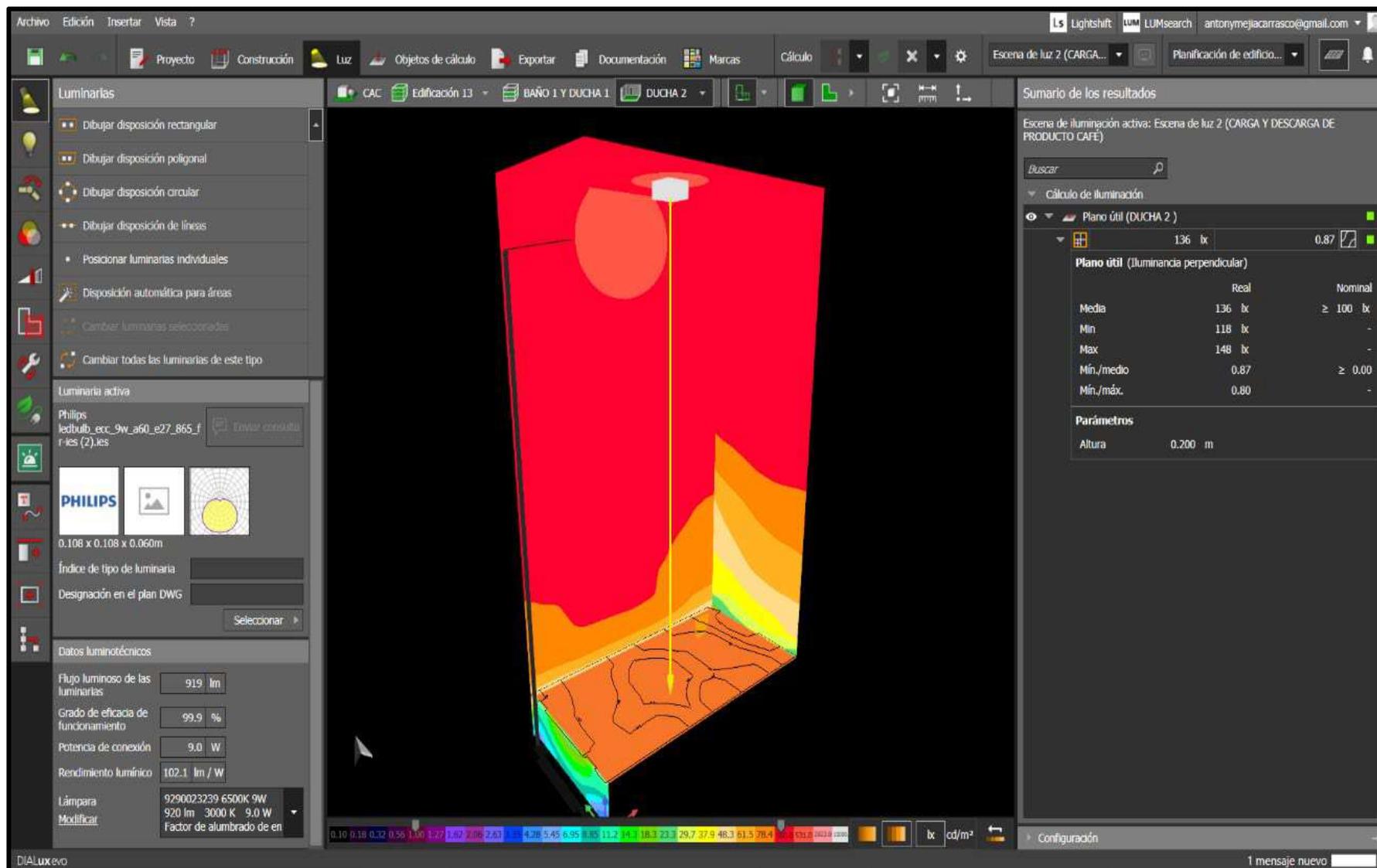
Vista de visualización grafica de isólineas Ducha 1



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 33A

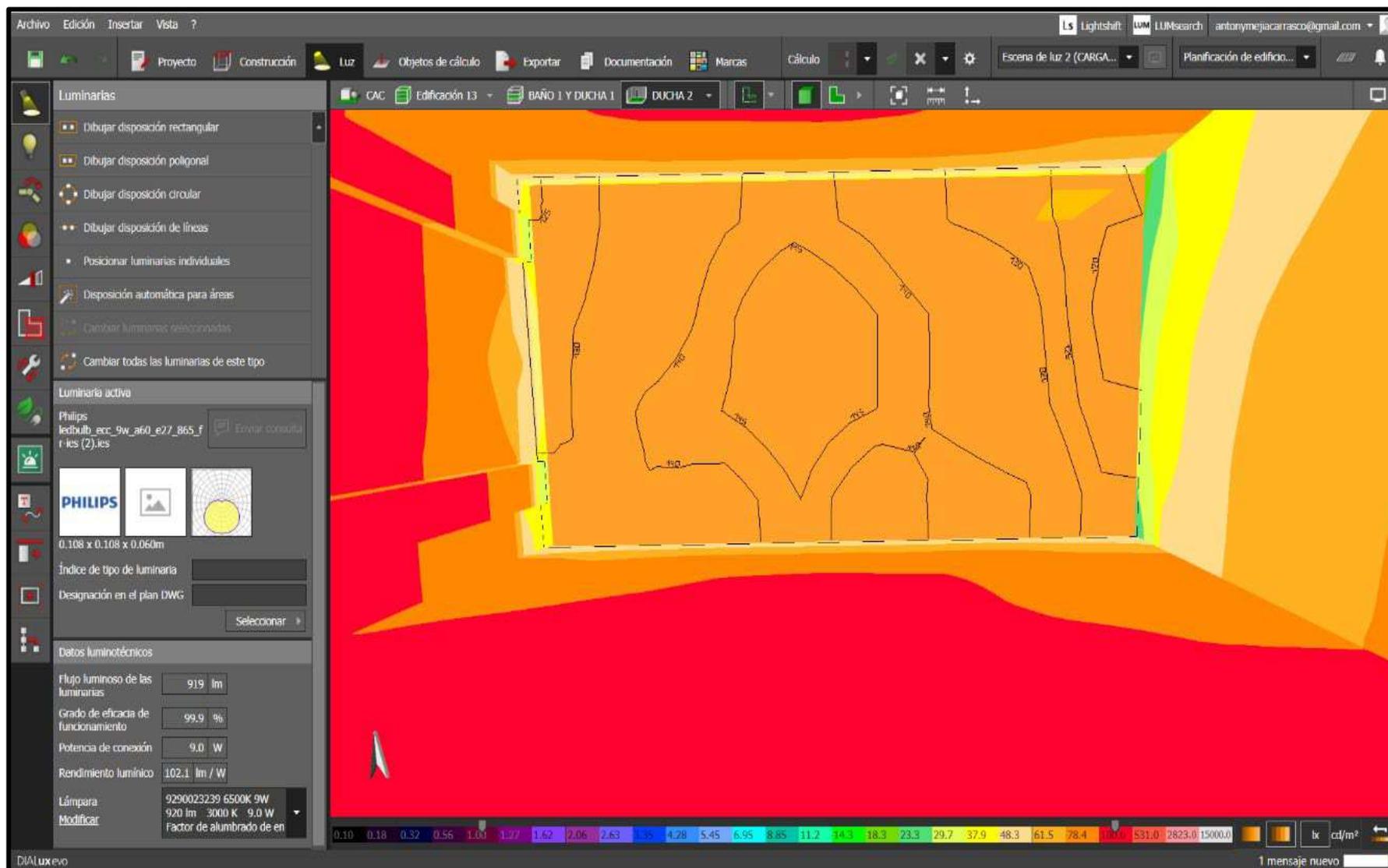
Vista de simulación Dialux Ducha 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 34A

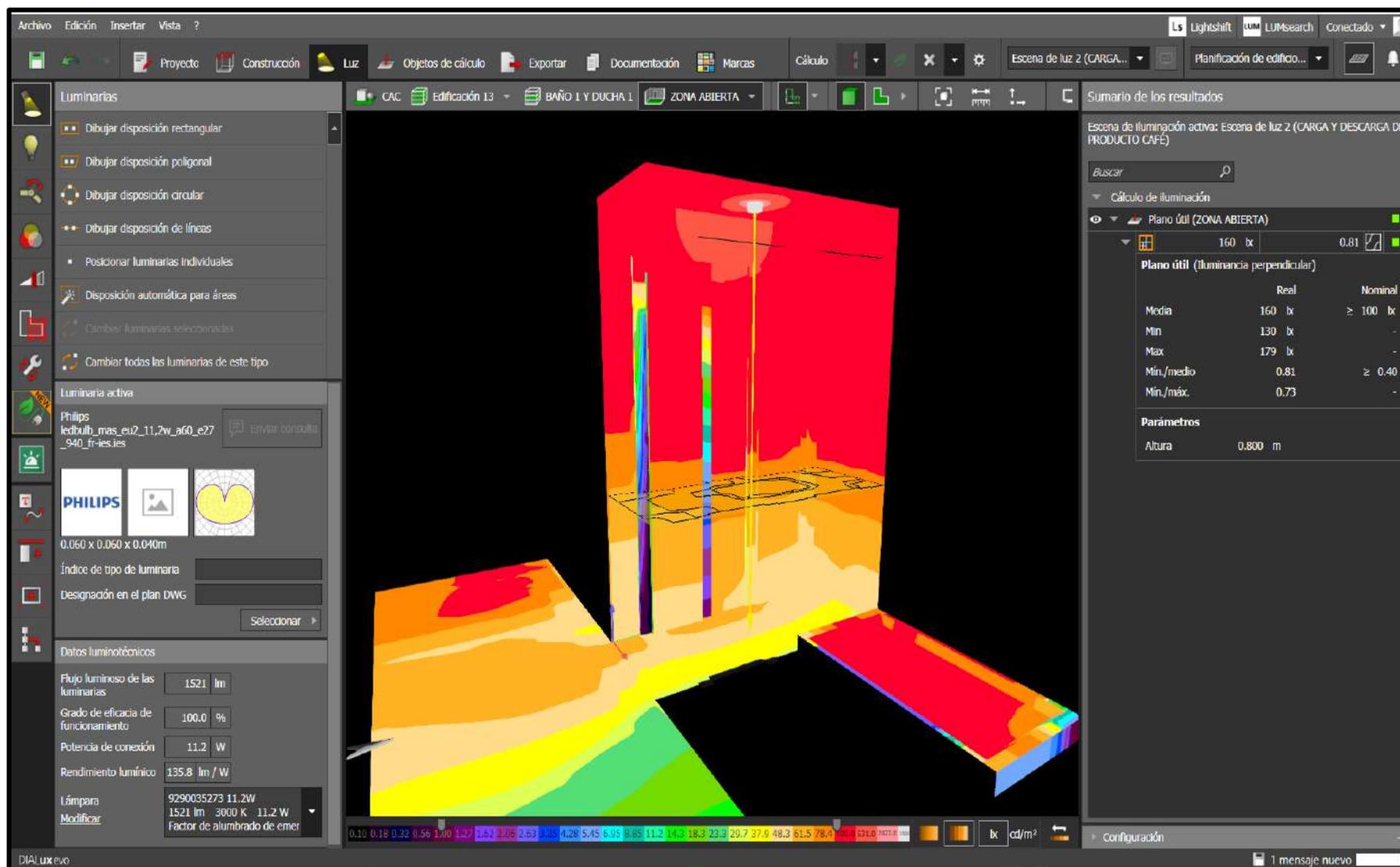
Vista de visualización grafica de isólineas Ducha



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 35A

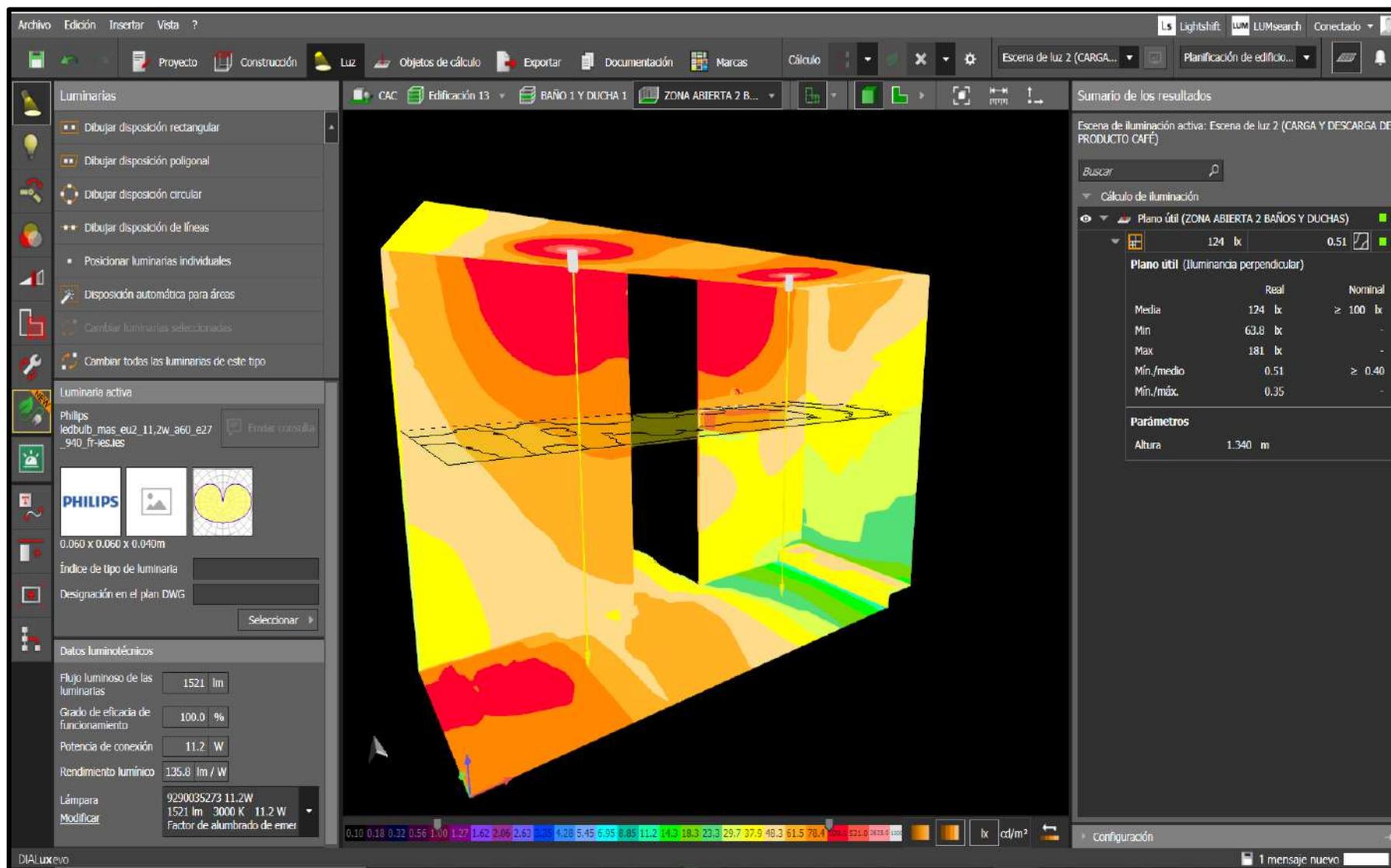
Pasillo a



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 36A

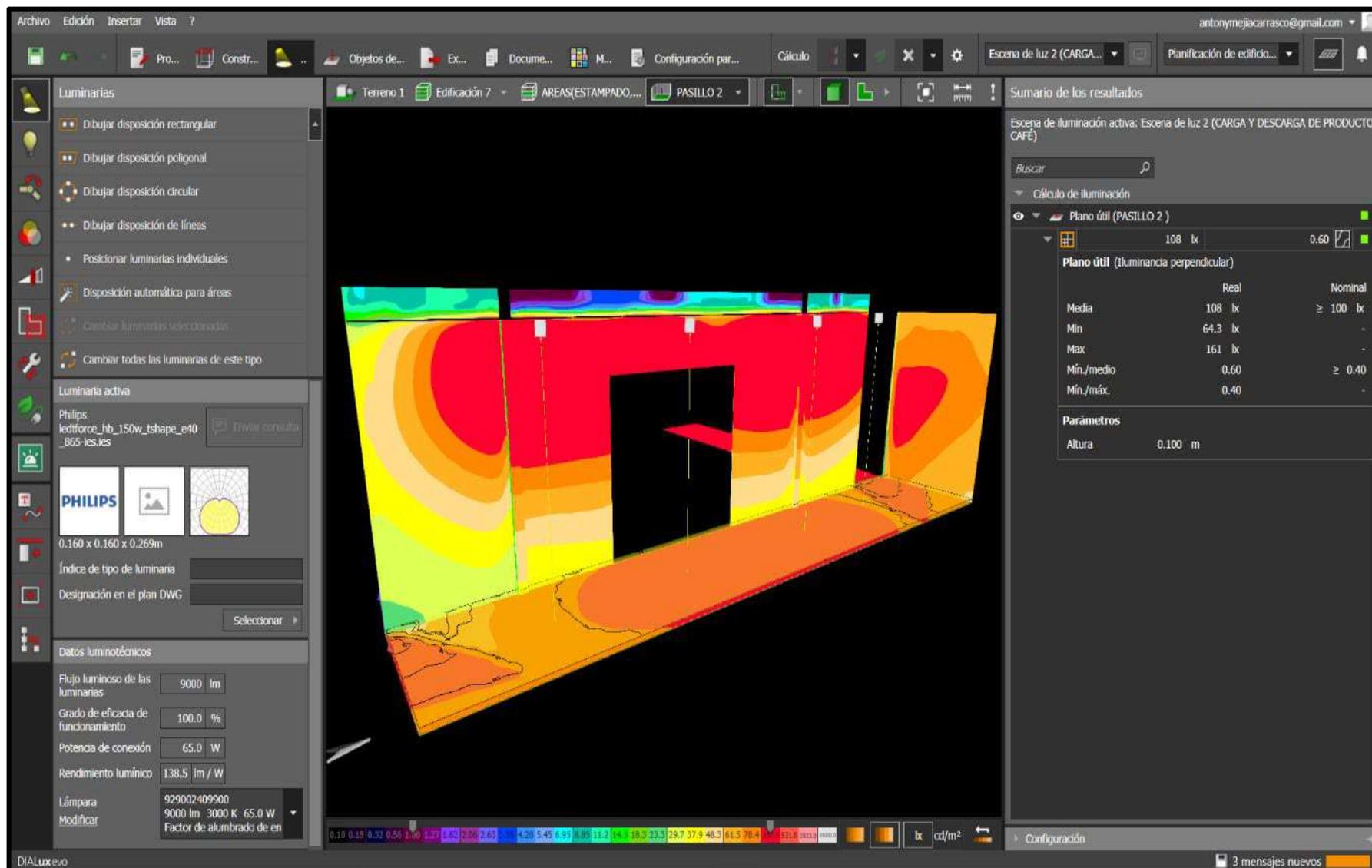
Pasillo b



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 37A

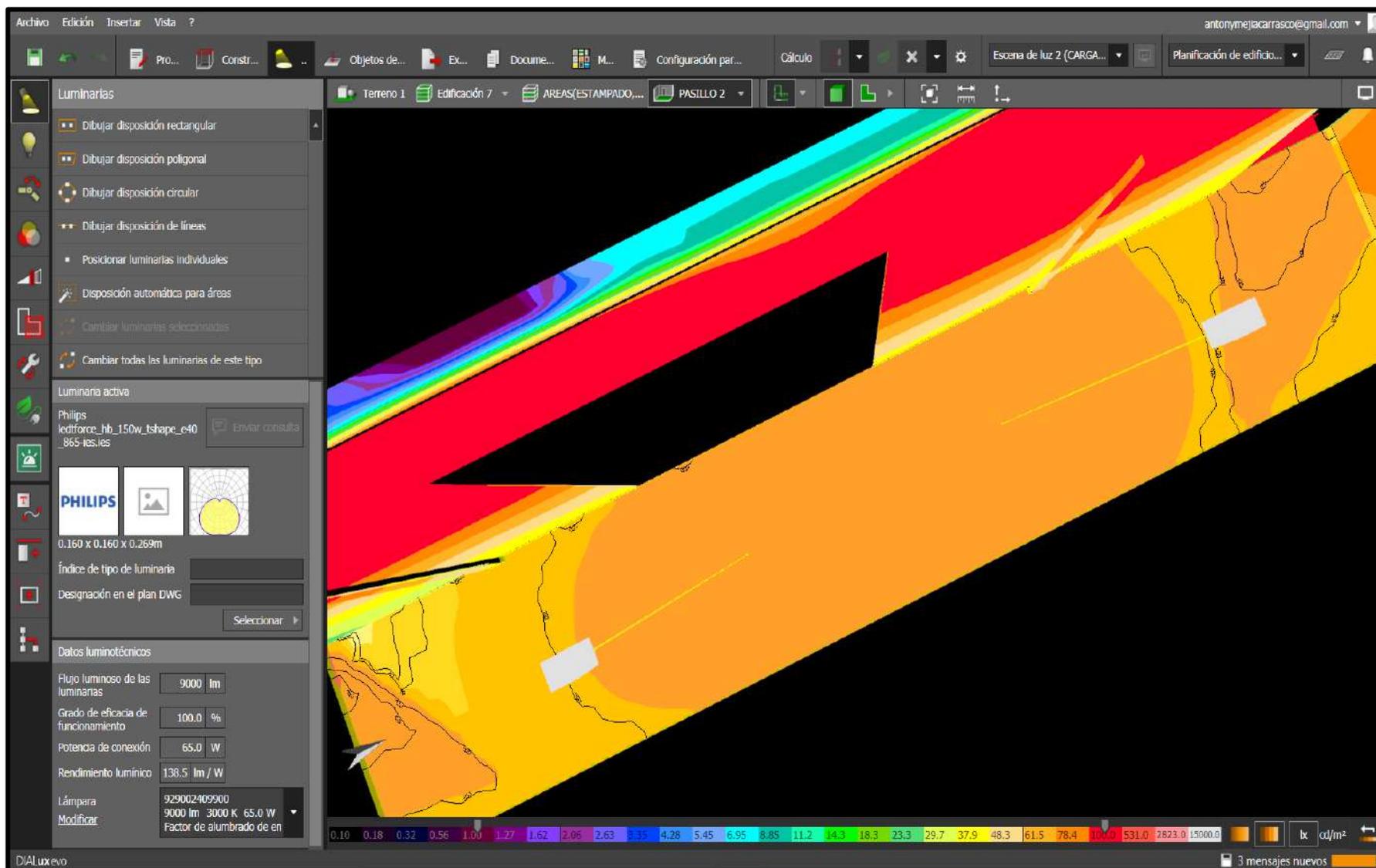
Vista de simulación en el pasillo 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 38A

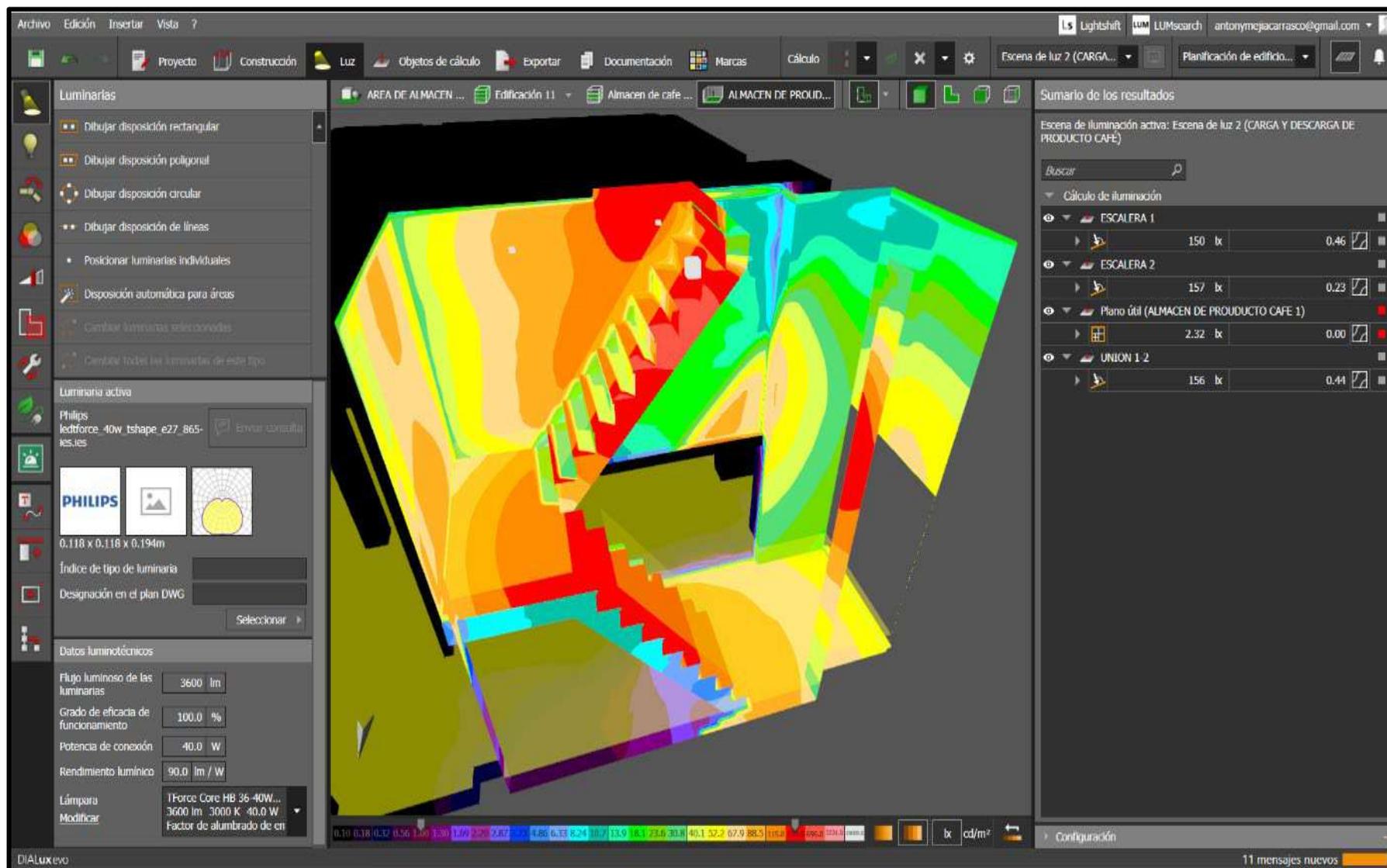
Vista grafica de isolíneas en el pasillo 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 39A

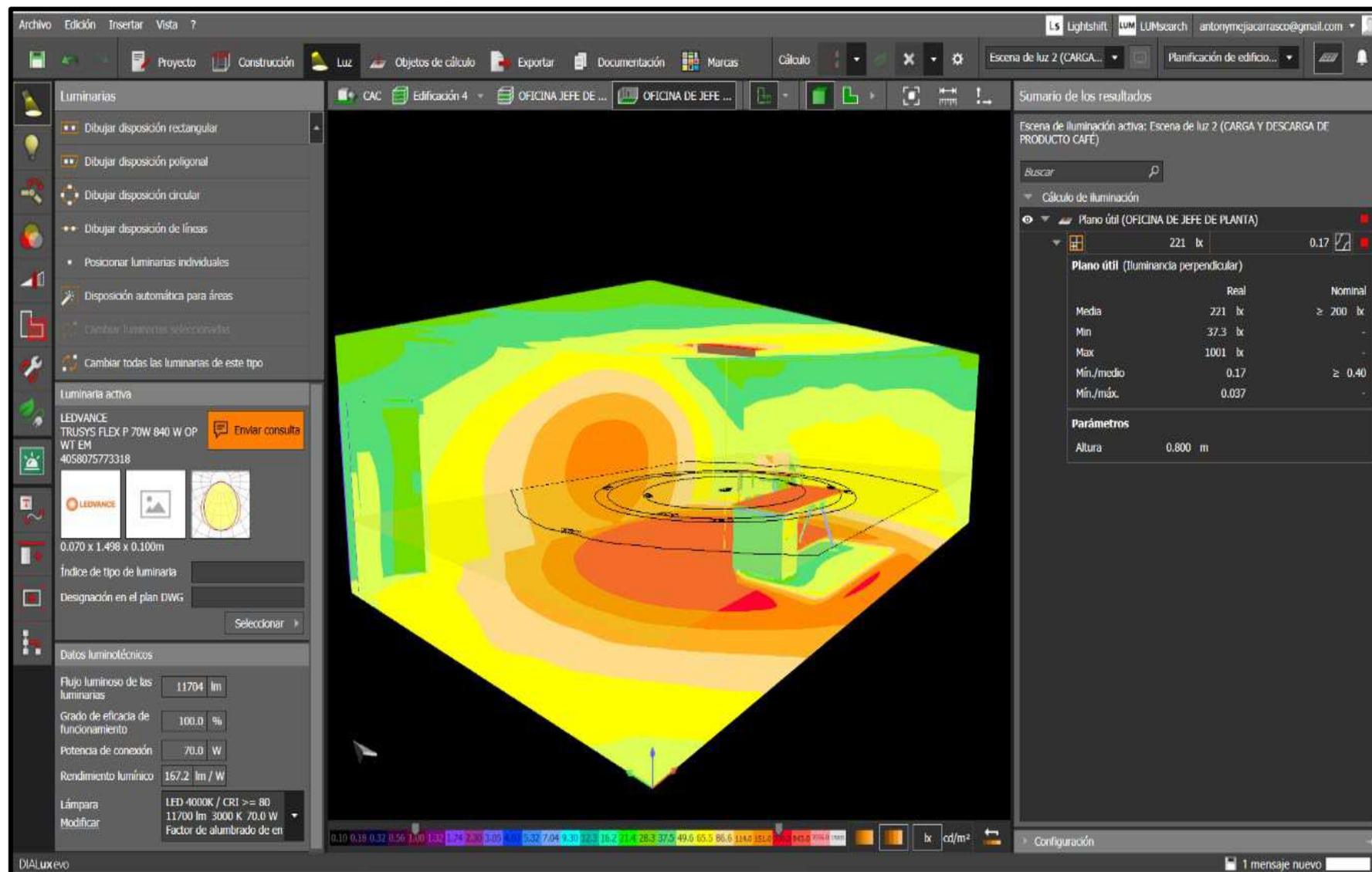
Vista de simulación Dialux escalera



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 40A

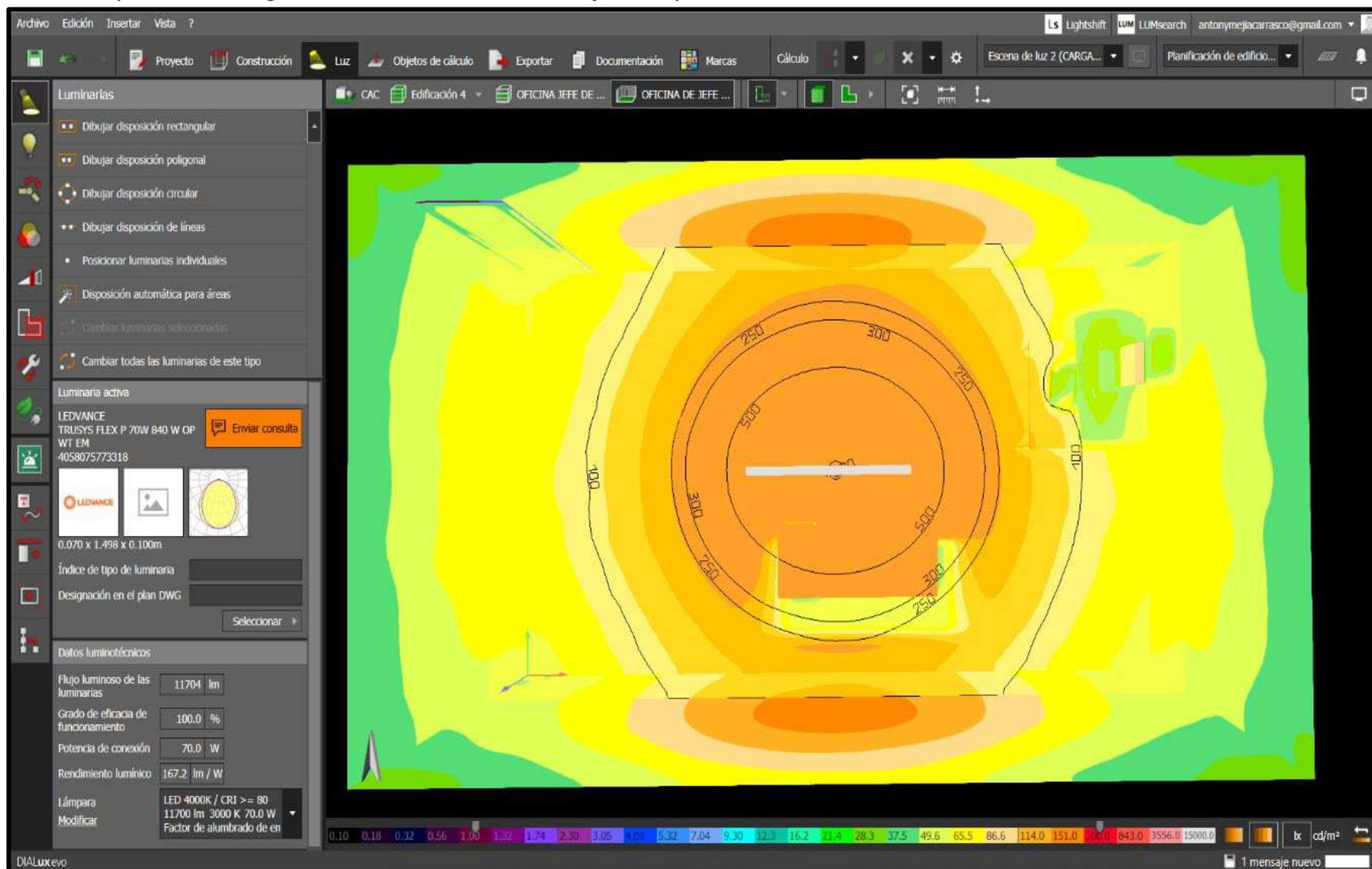
Vista de simulación Dialux de oficina del jefe de planta



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 41A

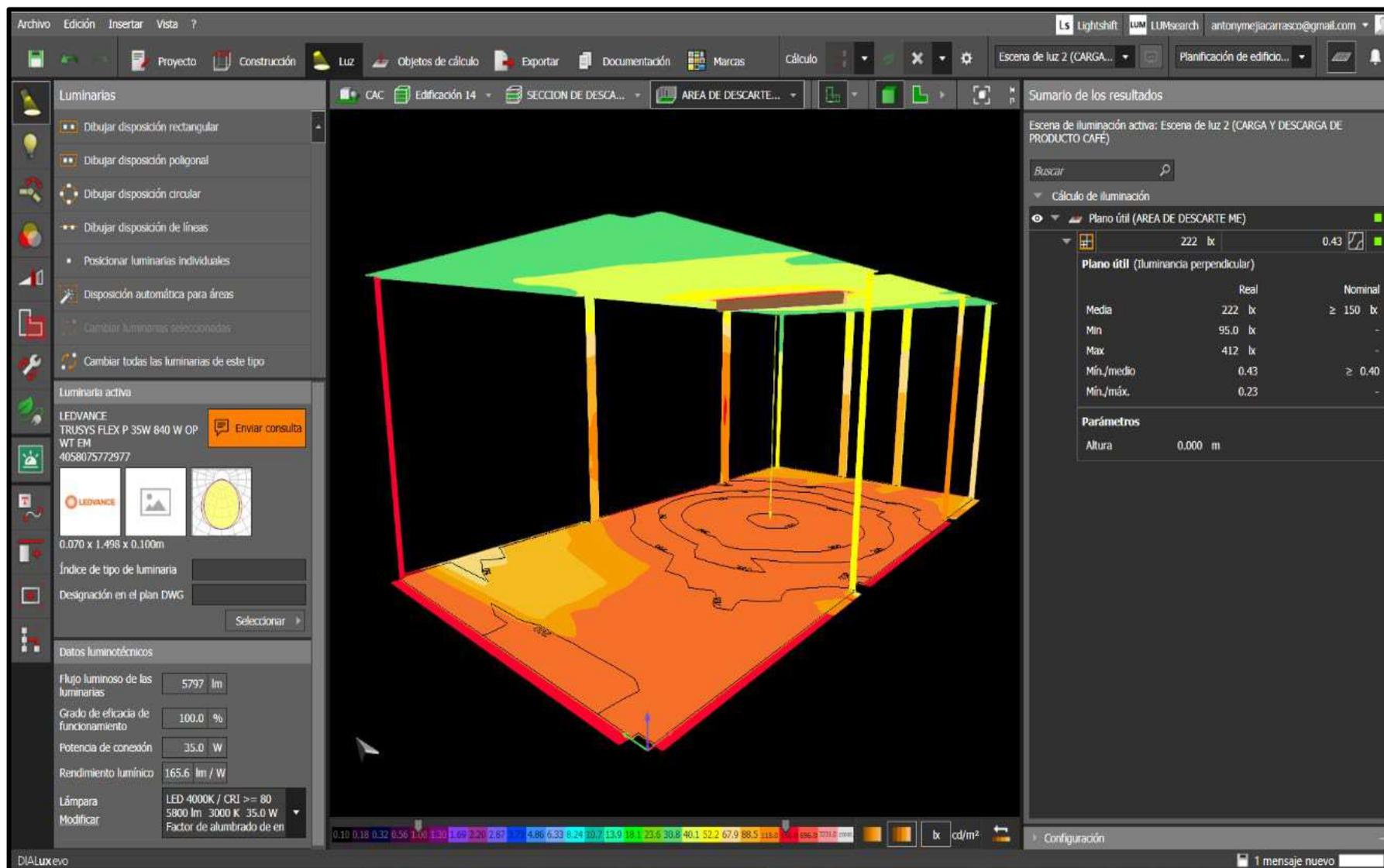
Vista de representación gráfica de isolíneas de oficina jefe de planta



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 42A

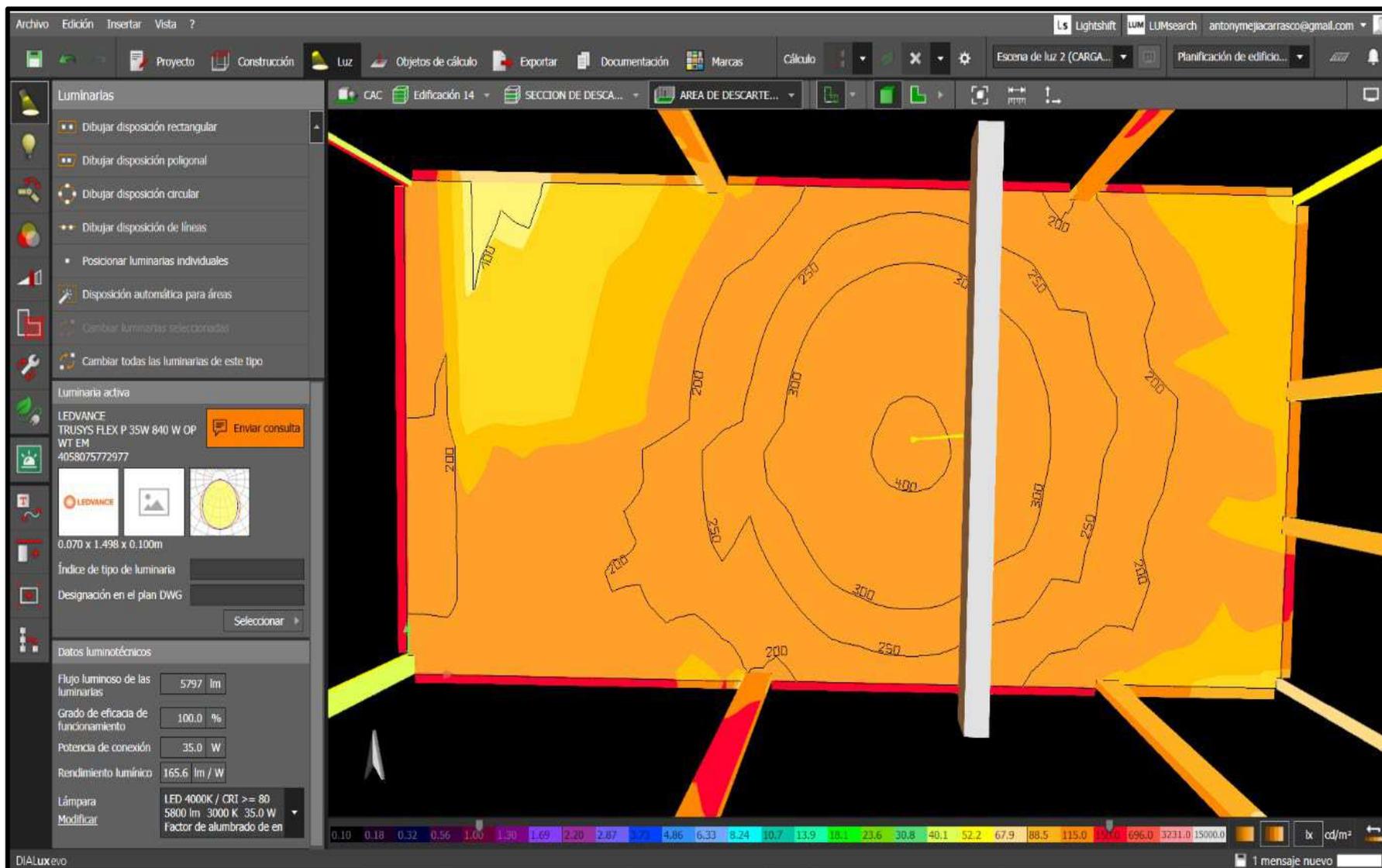
Vista de simulación Dialux en la sección de descarte de máquinas electrónicas



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 43A

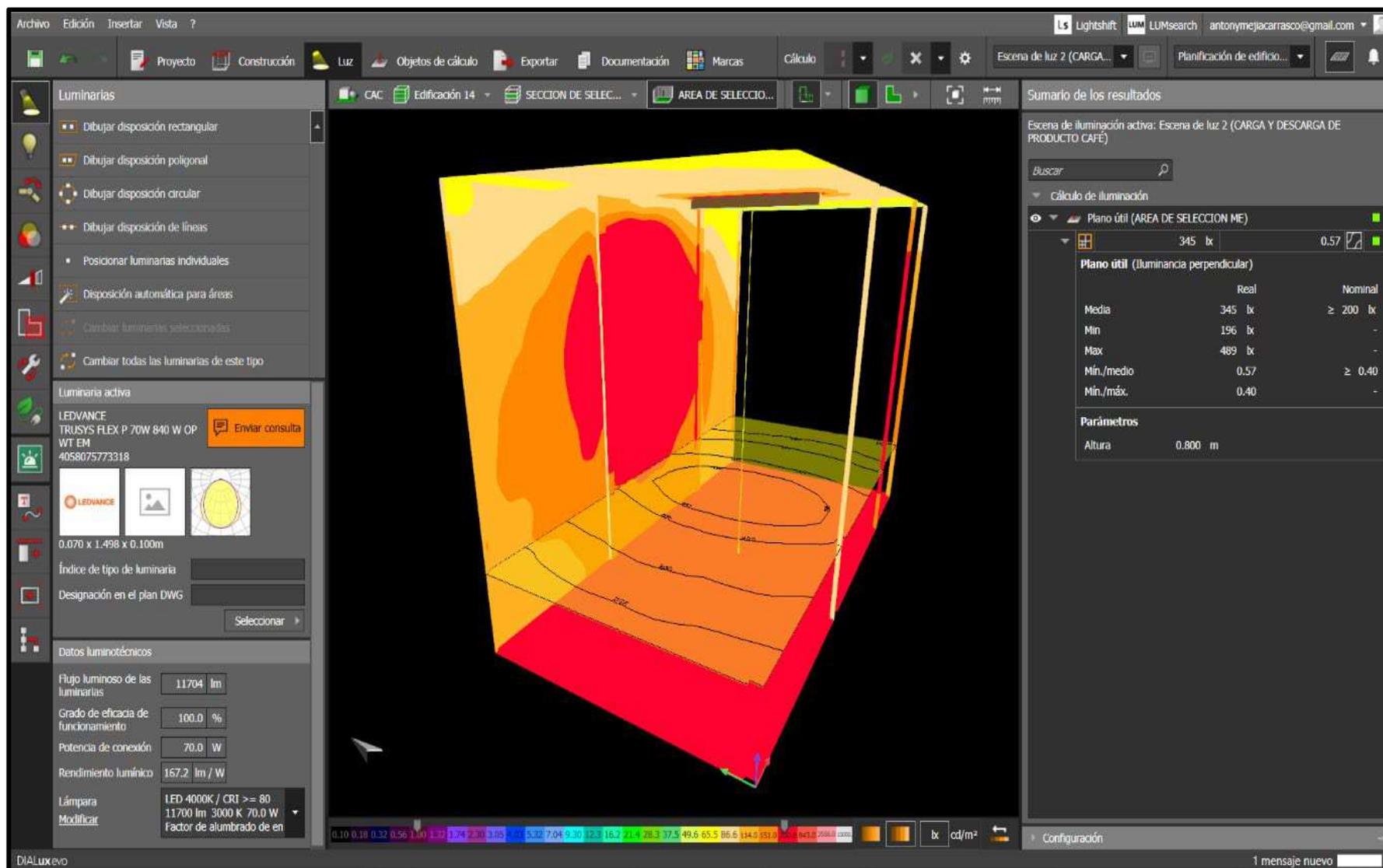
Vista de isolíneas en la sección de descarte de máquinas electrónicas



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 44A

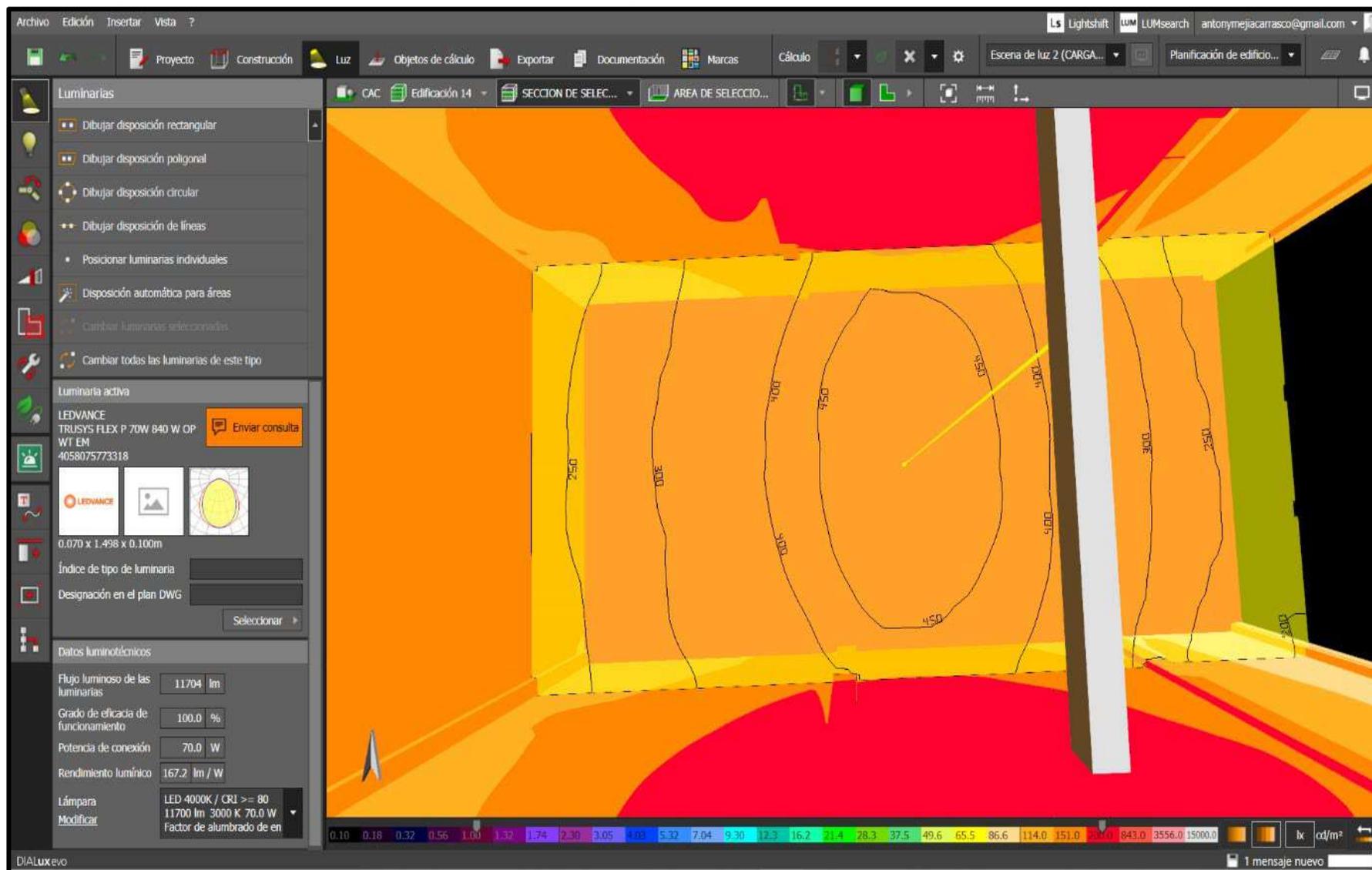
Vista de simulación Dialux en la sección de máquinas electrónicas



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 45A

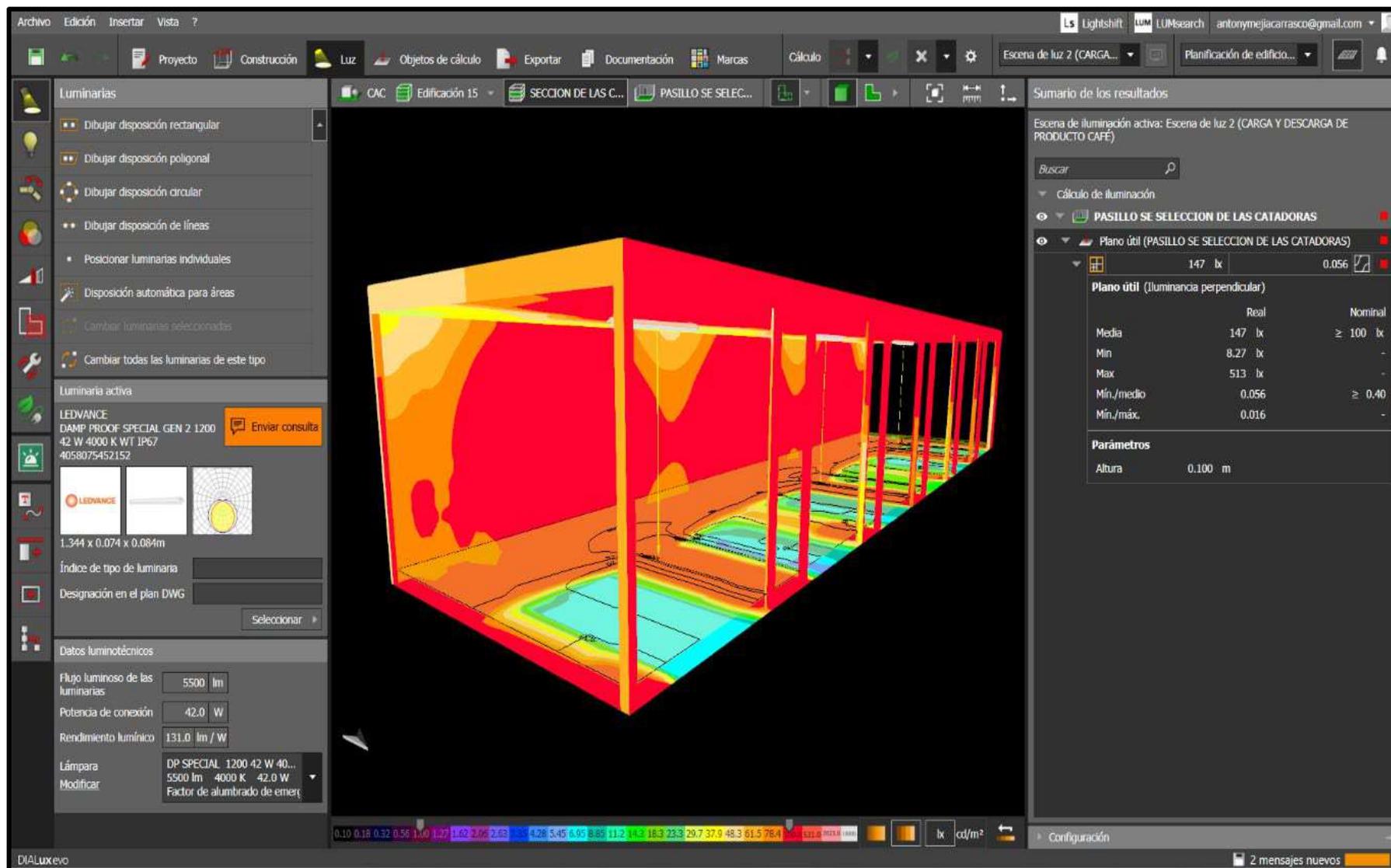
Vista de representación de isolineas en la seccion de maquinas electronicas



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 46A

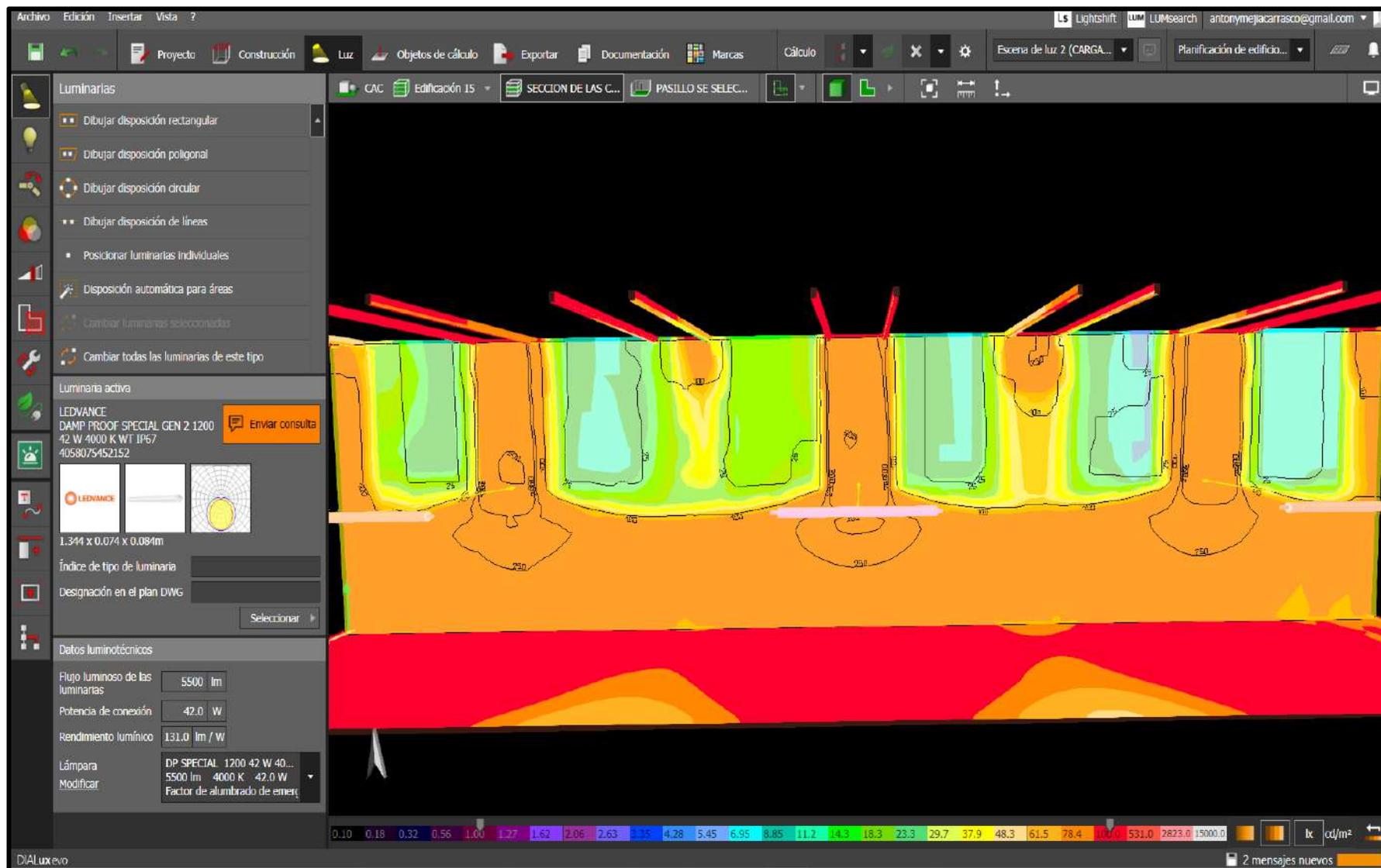
Vista de simulación Dialux en la sección de catadoras



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 47A

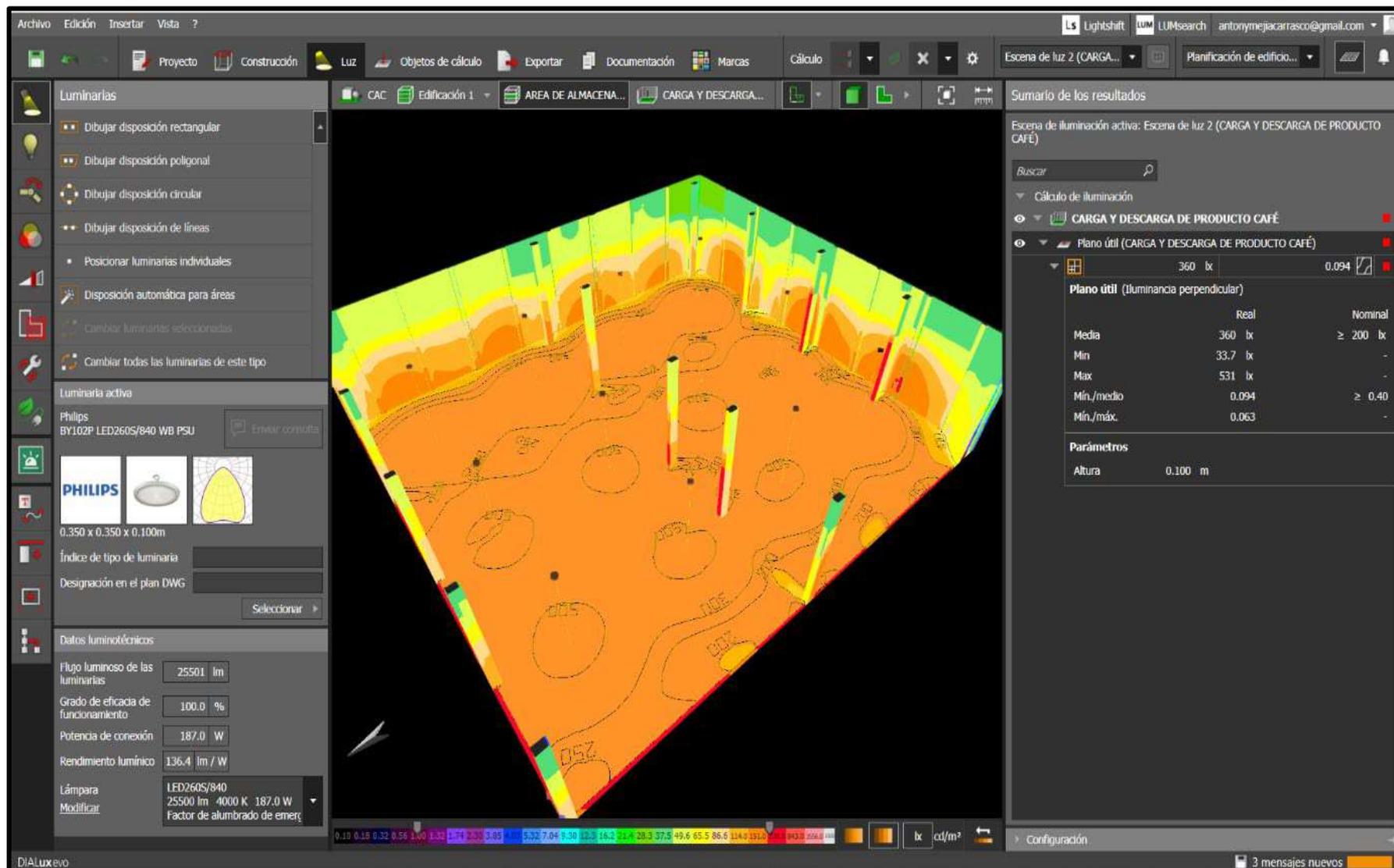
Vista de isolíneas en la sección catadoras



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 48A

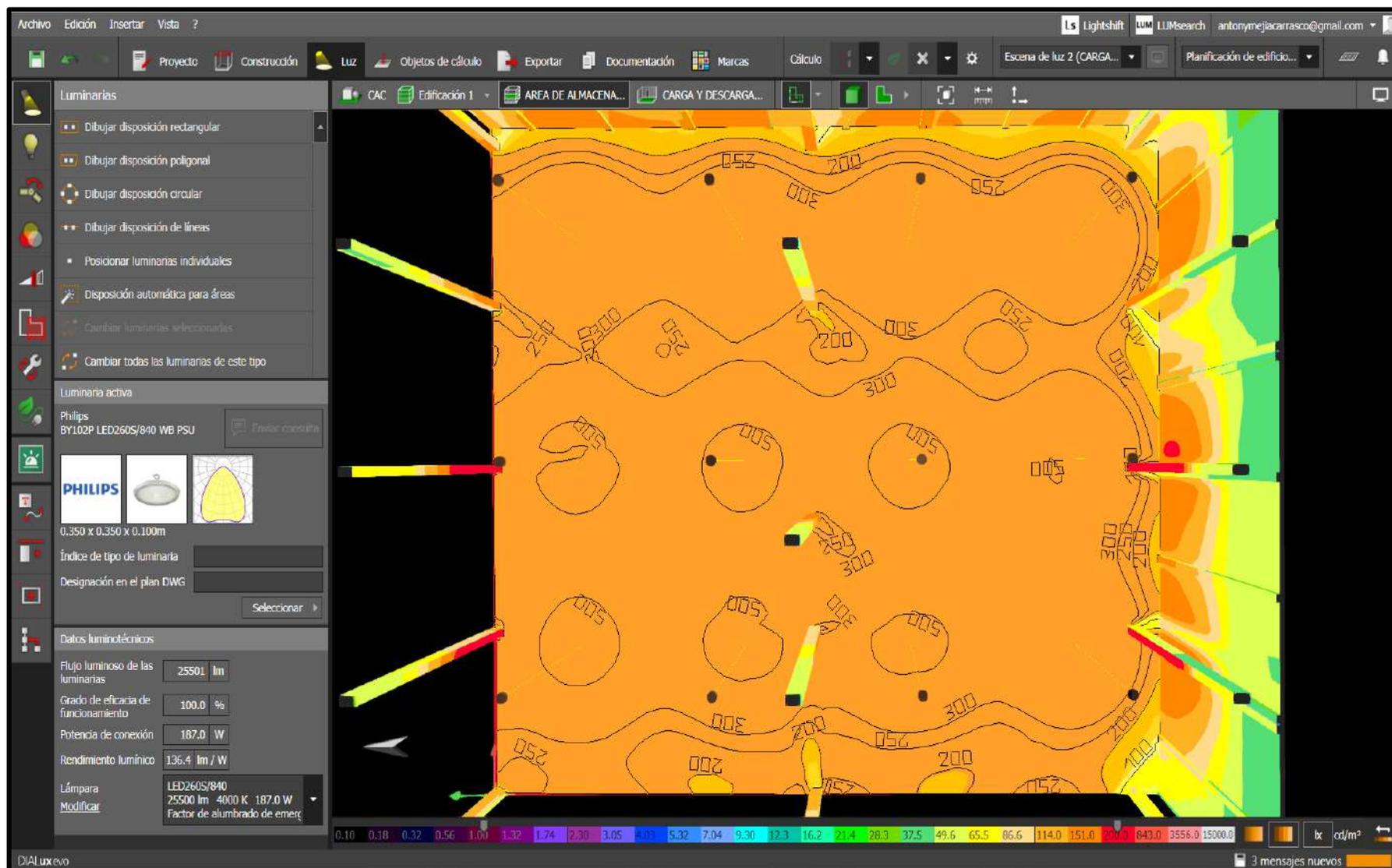
Vista general de iluminación en el almacén de café pergamino orgánico 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 49A

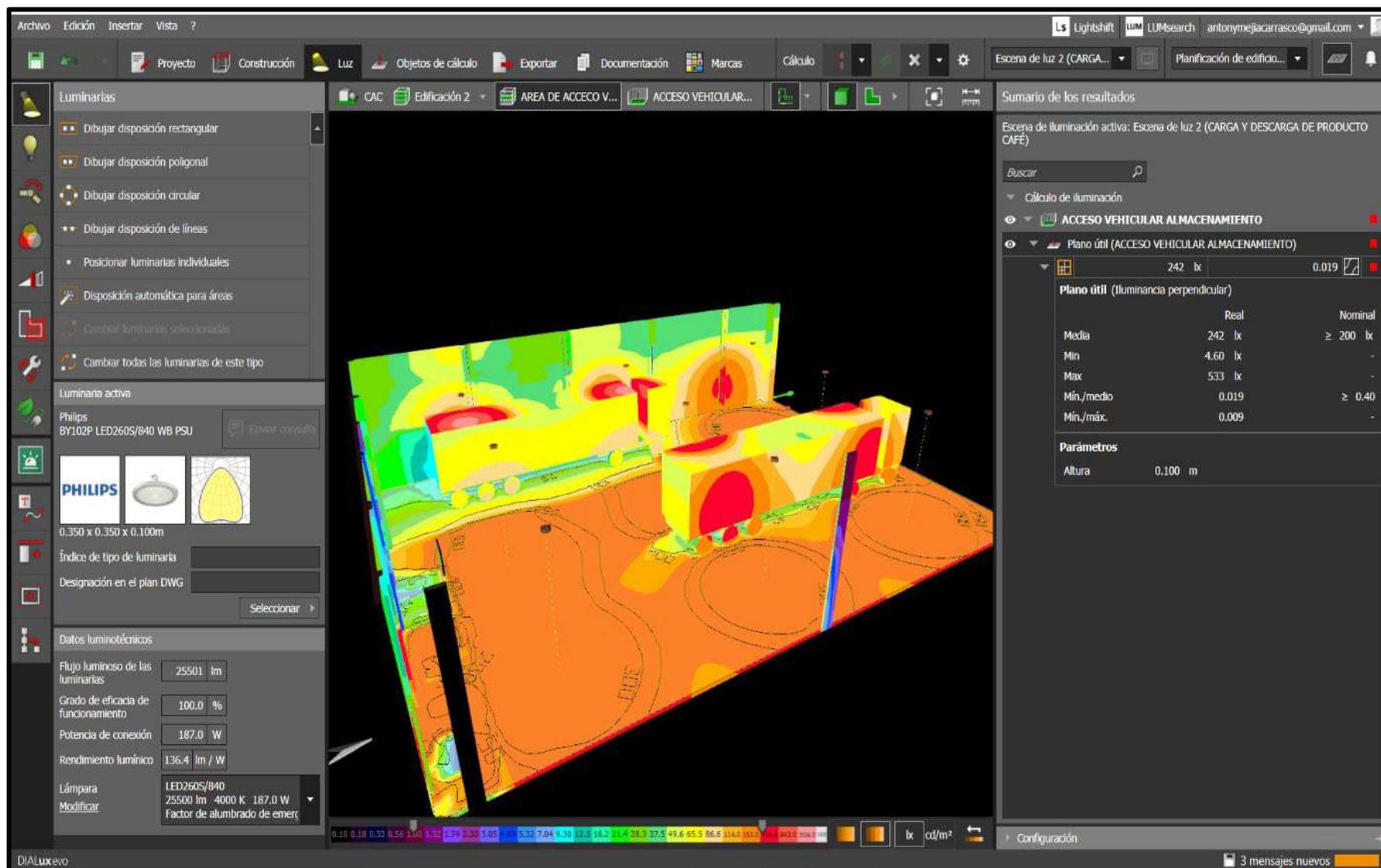
Vista isólineas de iluminancia en el almacén de café pergamino orgánico 2



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 50A

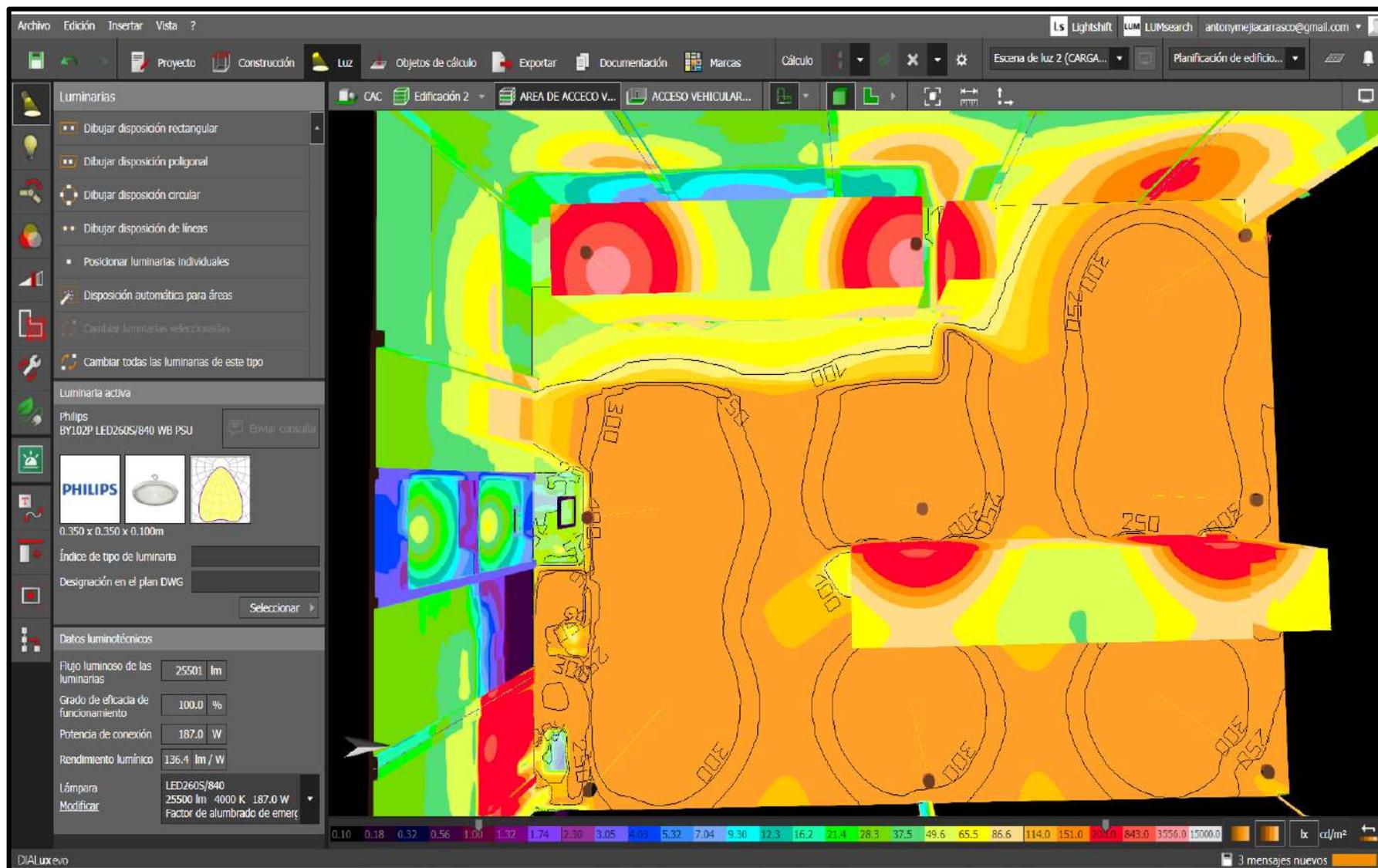
Vista general en área de acceso vehicular



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 51A

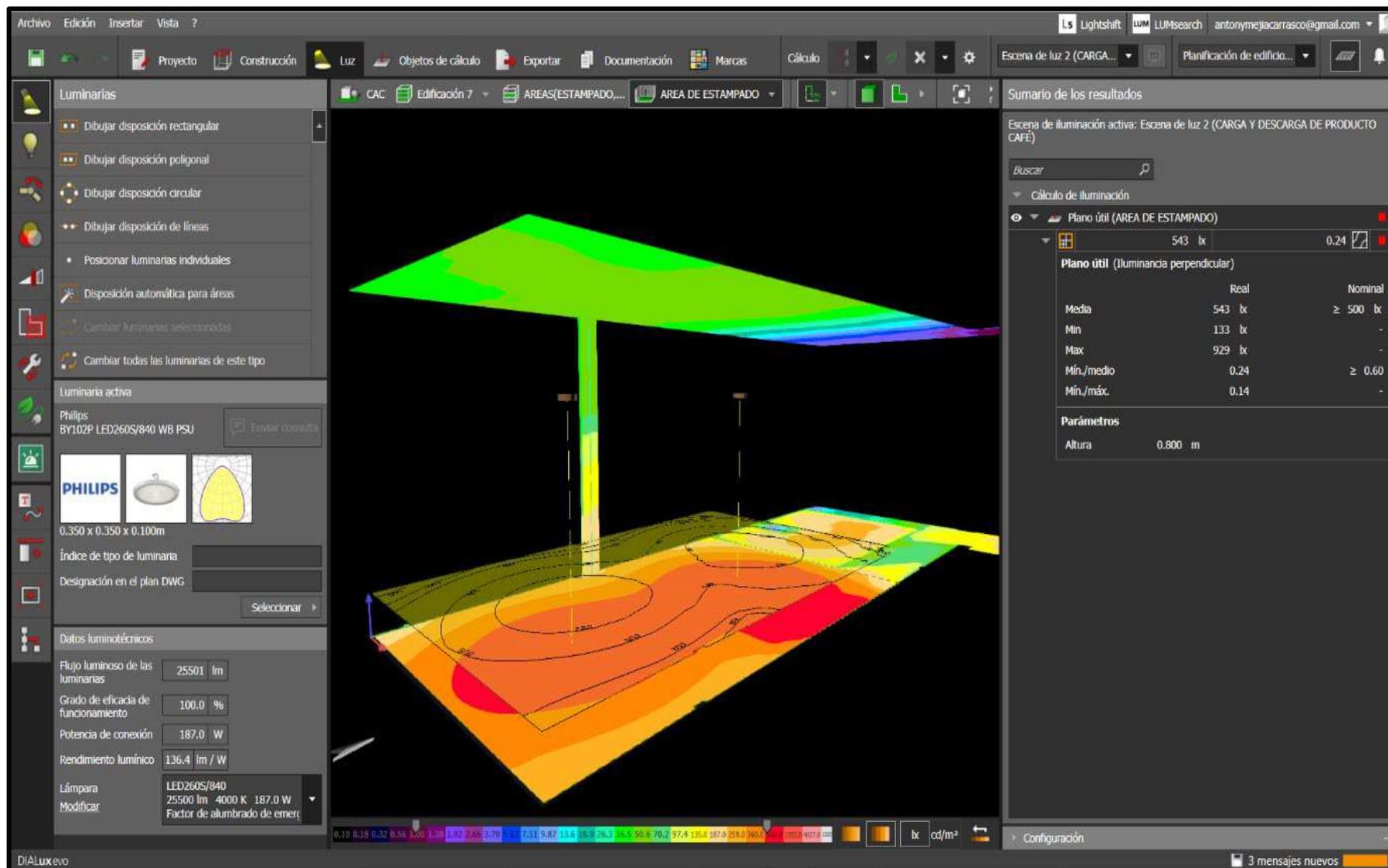
Vista planta - de isolíneas en el área de acceso vehicular



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 52A

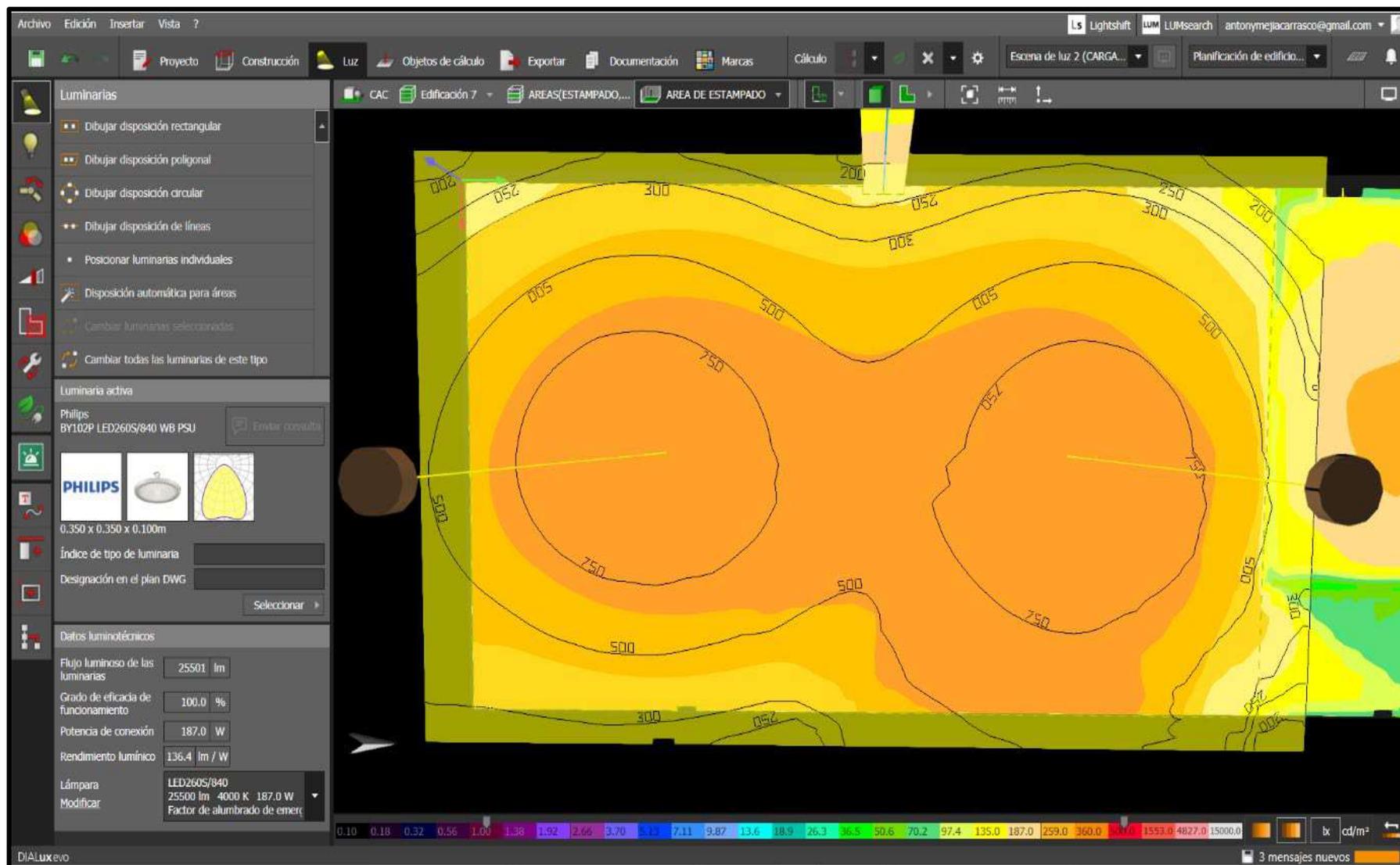
Vista de simulación del área de estampado



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 53A

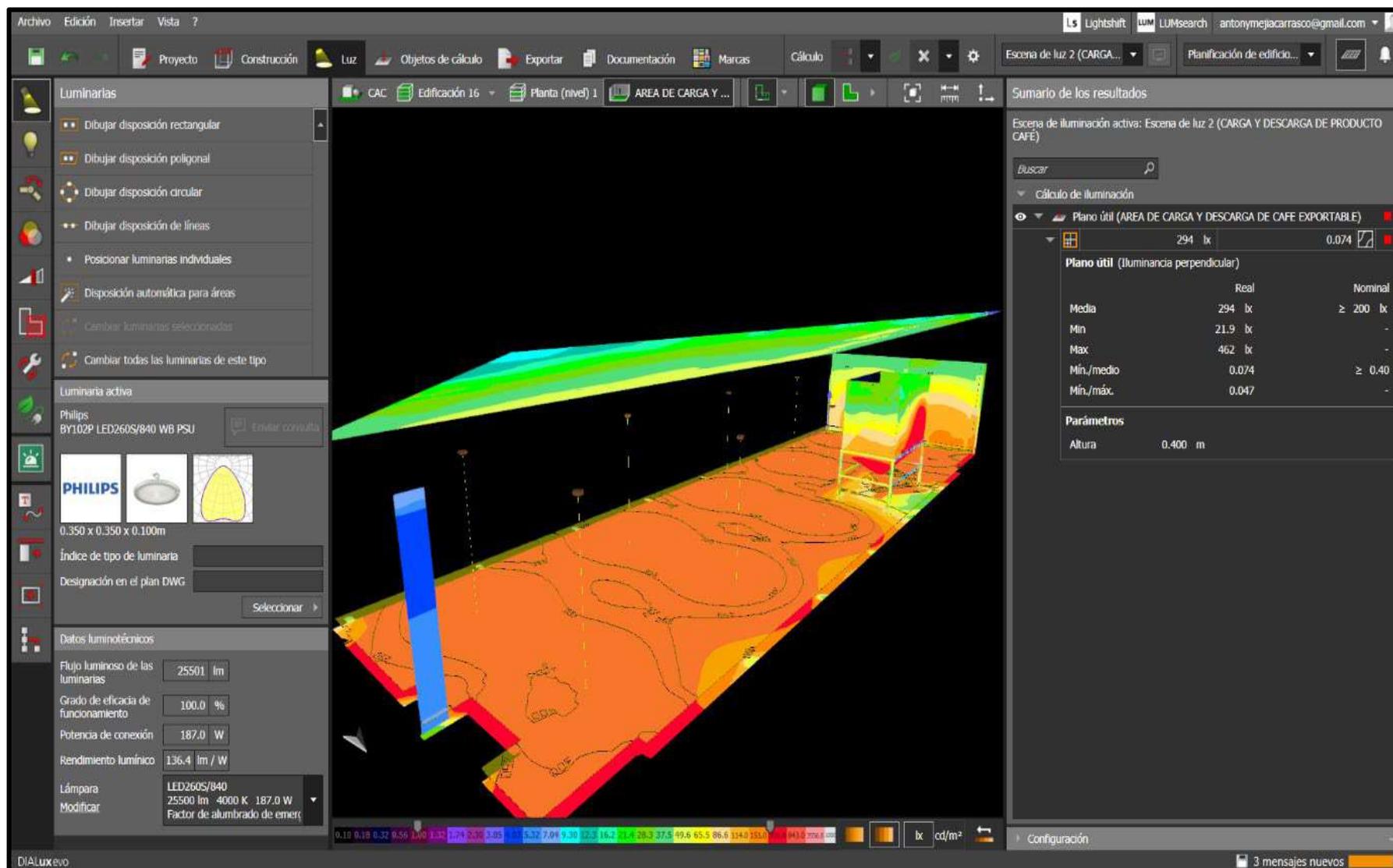
Vista de isolíneas del área de estampado



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 54A

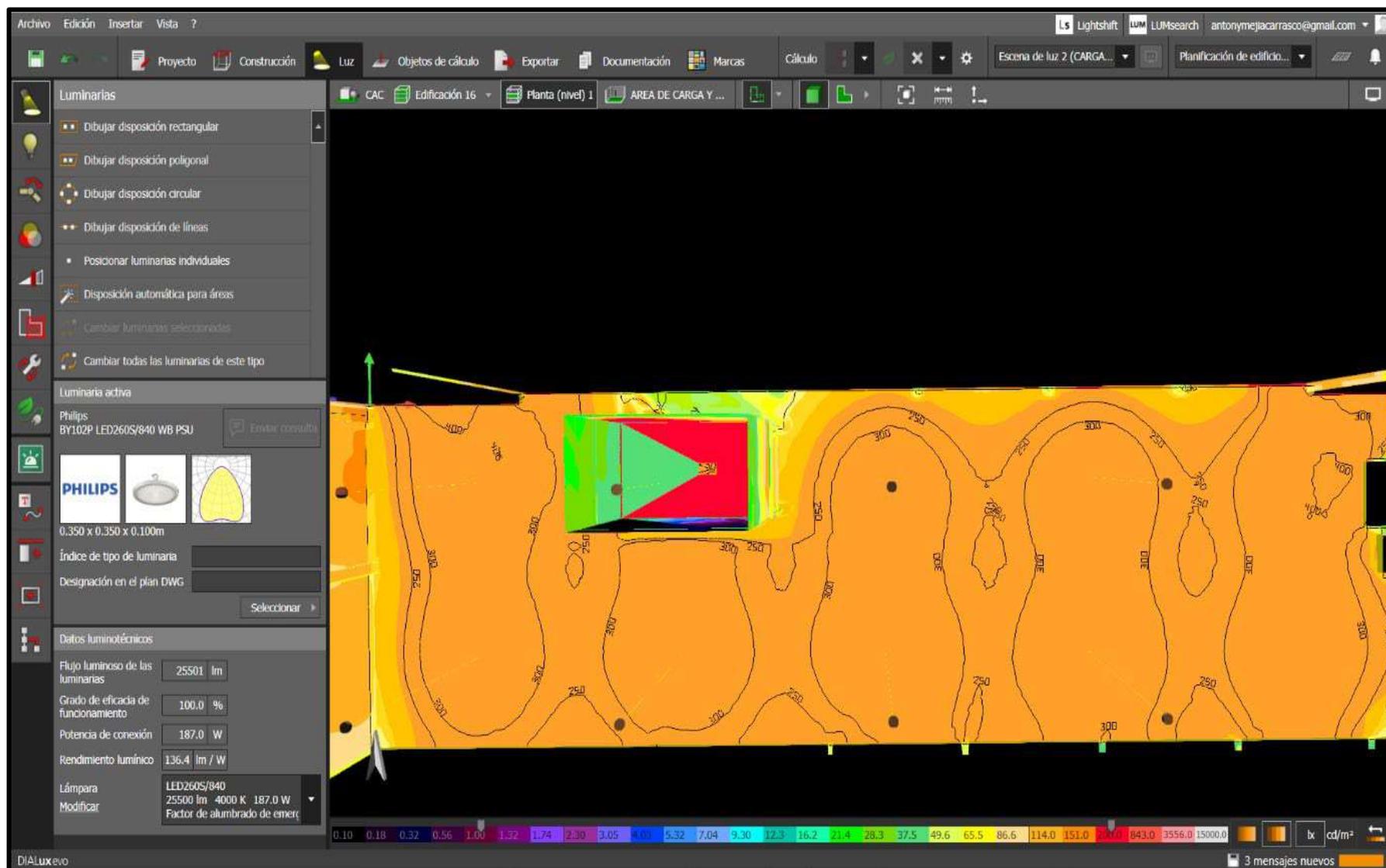
Vista general del área de café exportable



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 55A

Vista de presentación graficas de isolíneas en el área de acceso vehicular



Nota. Elaboración propia. Software Dialux.

Figura 56A

Verificación de validación del software DIALux

Versión
DIALux evo 11.0, 5.11.0.63631 (19.10.2022)

Equisitos de hardware
CPU con soporte SSE2 4 GB de RAM (min. 2 GB),
tarjeta gráfica OpenGL 3.2 (1 GB de RAM),
Windows 8.1/10/11 (64 bits), Resolución mín.
1920 × 1080 px

Lenguajes soportados
Čeština, Dansk, Deutsch, Eesti, English (UK/US),
Español, Français, Italiano, Magyar, Nederlands,
Norsk, Polski, Português, Română, Slovenščina,
Suomi, Svenska, Türkçe, Ελληνικά, русский, 한국
어, 简体中文, 繁體中文, 日本語

Descargar DIALux

Diseñe, calcule y visualice la luz de habitaciones individuales, edificios enteros, calles, zonas exteriores, iluminación de emergencia e iluminación natural. DIALux es el estándar mundial en software de diseño de iluminación.

Libre y gratuito.

Descargar **FAQ**

Nota. Elaboración propia. Referencia <https://www.dialux.com/es-ES/descargar>

Anexo 8

Cargas eléctricas de iluminación nuevas LED

PLANTA DE PROCESOS DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA AMAZONAS																	
CONSUMO	AREA DE VIGILANCIA PISO 1	AREA DE VIGILANCIA PISO 2	AREA DE OFICINA DE ALMACENAMIENTO				AREA DE ALMACEN DE CAFÉ PERGAMINO 2			AREA DE ACCESO VEHICULAR				AREA DE CAFÉ EXPORTABLE			
	INTERIOR	INTERIOR	Interior														
	1 Philips - EcoHome ESS LEDBulb	1 SS LEDBulb E27 6500K HV 2PF/10 A/F	1 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	2 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	1 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	2 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	no existe			no existe				no existe			
HORA/POTENCIA (W)	9	7.5	65	65	65	65											
PU considerando un FS de 1	9	7.5	65	65	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00:00	1																
01:00:00	1																
02:00:00	1																
03:00:00	1																
04:00:00	1																
05:00:00	1																
06:00:00	1																
07:00:00																	
08:00:00																	
09:00:00																	
10:00:00																	
11:00:00																	
12:00:00																	
13:00:00																	
14:00:00																	
15:00:00																	
16:00:00			1	1	1	1											
17:00:00																	
18:00:00																	
19:00:00																	
20:00:00																	
21:00:00																	
22:00:00																	
23:00:00	1	1															
00:00:00																	
TIEMPO PROMEDIO (día)	8.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ENERGÍA (Wh/día)	72.0	7.5	65.0	65.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERGIA (KWh/día)	0.072	0.0075	0.065	0.065	0.065	0.065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota. Elaboración propia.

Anexo 8

Cargas eléctricas de iluminación nuevas LED (continuación)

PLANTA DE PROCESOS DE LA COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA BAGUA GRANDE LTDA AMAZONAS																				
BAÑO CON DUCHA INCLUIDA 3		AREA DE PRODUCTO TERMINADO						LABORATORIO CONTROL DE CALIDAD						AREA DEL COMPRESOR			PASILLO 1 (REFERENCIA AL COMPRESOR AUXILIAR)			
1 Philips Ledbulb 13W G120-E27-827		1 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	2 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	3 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	4 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	5 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	6 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865.	1 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	2 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	3 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	4 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	5 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	6 Corn Cobs- 150CC/LED/850/LS EX39 G2 BB 3/1	1 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	2 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	3 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	1 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	2 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	3 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865	4 Philips Led TrueForce Core HB - 65 W - E40 865
13	65	65	65	65	65	65	150	150	150	150	150	150	65	65	65	65	65	65	65	65
13	65	65	65	65	65	65	150	150	150	150	150	150	65	65	65	65	65	65	65	65
0.10																				
0.20																				
0.25																				
0.20	1	1	1	1	1	1														
							1	1	1	1	1	1								
							1	1	1	1	1	1	0.45	0.45	0.45					
0.25																				
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	0.450	0.450	0.450	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
13.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	29.3	29.3	29.3	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0
0.013	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.02925	0.02925	0.02925	0.065	0.065	0.065	0.065	0.065

Nota. Elaboración propia.

Anexo 9

Cargas eléctricas en las secciones del área de maquinas

CONSUMO	AREA DE MAQUINAS DEL PROCESO						TOTAL
	SECCION DE MAQUINAS ELECTRONICAS			SECCION DE DESCARTE DE LAS CATADORAS			
	1 ER PISO - AREA DE DESCARTE		2 DO PISO SELECCIÓN POR COLOR Y TAMAÑO				
	CAJA 1	CAJA 1	CAJA 1		CAJA 2		
	1 Ledvance TRUSYS FLEX P 35W 840 W OP WT-EM	1 Ledvance - Led Trusys flex p 70 W OF WT - EM	1 Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	2 Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	3 Ledvance DAMP PROOF SPECIAL GEN 2 1200 42 W 4000 K WT IP67	POTENCIA INSTALADA (W)	
HORA/POTENCIA (W)	35	70	42	42	42	231	
PU considerado un FS de 1	35	70	42	42	42		
00:00:00							
01:00:00							
02:00:00							
03:00:00							
04:00:00							
05:00:00							
06:00:00							
07:00:00							
08:00:00							
09:00:00							
10:00:00							
11:00:00							
12:00:00							
13:00:00							
14:00:00	1	1					
15:00:00	1	1					
16:00:00	1	1	1	1	1		
17:00:00	1	1					
18:00:00							
19:00:00							
20:00:00							
21:00:00							
22:00:00							
23:00:00							
00:00:00							
TIEMPO	4	4	1	1	1		
ENERGÍA (Wh/día)	140	280	42	42	42	ENERGIA TOTAL	
						546 Wh/día	
						0.546 KW/Día	
						16.38 KWh/mes	

Nota. Elaboración propia.

Anexo 10

Figura 10A

Datos de fabricante del panel seleccionado para el sistema fotovoltaico



ERA SOLAR

ESPMC
Polycrystalline Solar Module

KEY FEATURES

- 5 Busbar Solar Cell:** 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Power Output:** Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.
- Low-light Performance:** Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Reliable Warranty:** 10 years' product warranty. Power warranty of 90% up to 10 years and 80% up to 25 years.

WARRANTY

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE	12 YEARS PRODUCT WARRANTY	10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%	25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%
-----------------------------------	----------------------------------	---	---

Zhejiang ERA Solar Technology Co., Ltd.
www.erasolar.com.cn

POLYCRYSTALLINE, 72-CELL, SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: EGP/MC	940
Maximum Power(Wp)	340W
Open circuit Voltage(Voc)	48.4V
Short circuit Current(Isc)	9.45A
Maximum Power Voltage(Vmp)	38.5V
Maximum Power Current(Imp)	8.84A
Module efficiency	17.5%
Maximum Series Fuse	15A
Watts positive tolerance	0~3%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/M ² , 25°C, AM1.5
Maximum System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.08558%/°C
Temperature-Coefficient Voc	-0.28506%/°C
Temperature-Coefficient Pmp	-0.38501%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C ~ +85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)
Product Certificate	TUV/IEC 61215, IEC 61730, CE, ROHS, PID Resistant, INMETRO
Company Certificate	ISO9001, ISO14001, ISO18001

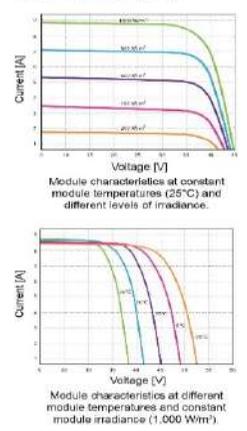
PHYSICAL CHARACTERISTICS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Backsheet (color)	TPT in white
Cell (quantity / material / dimensions)	72 / Polycrystalline silicon / 156.75x156.75mm
Frame (material / color)	aluminum hollow-chamber frame on each side anodized aluminum alloy / silver
Junction box (protection degree)	> IP68
Cables & Plug connectors	2x900mm / 4mm ² & MC4 compatible
Module Dimensions (L / W / H)	1955x992x40mm
Module Weight	20.0kg
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C

PACKING

Container Size	Units/Pallet (PCS)	Weight/Pallet (KG)	Pallet Measurement (mm)	Units/Container (PCS)
20G P	26	570	2000x1130x1120	260
40HQ	26	570	2000x1130x1120	627
	31	678	2000x1130x1340	

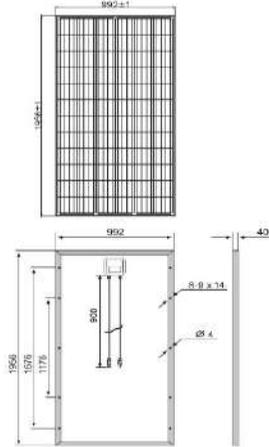
CURRENT-VOLTAGE CURVES:



Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.

Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

MODULE DIMENSIONS:



PACKING:



ERA SOLAR and the ERA-SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation.
© October 2019 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Nota. Tomado de Autosolar Energía solar Perú.

Anexo 11

Figura 11A

Datos de fabricante de batería seleccionada para el sistema fotovoltaico

AGM DC 12-250

AGM DEEP CYCLE BATTERY

12V 250 AH

DEEP CYCLE SERIES BATTERY

DC series VRLA batteries are superior Deep Cycle design with thick plates, high-density active materials and slightly stronger electrolyte, which can withstand repeated deep cyclic applications. Deep Cycle series batteries are the special design batteries with 10 years floating design life at 25°C. Meet with IEC, BS, IIS and Eurobat standard, UL(MH2092), CE approved.

APPLICATION

- Emergency Power System
- Communication equipment
- Telecommunication systems
- Uninterruptible power supplies
- Power tools
- Marine equipment
- Medical equipment
- Solar and wind power system

GENERAL FEATURES

- Safety Sealing
- Non-spillable construction
- High power density
- Excellent recovery from Deep discharge
- Thick plates and high active materials
- Longer life and low self-discharge design

TECHNICAL SPECIFICATIONS

BATTERY MODEL	Nominal voltage		12V	
	Rated capacity (100 hour rate)		250Ah	
DIMENSION	Length	Width	Height	Total Height
	522 mm	240 mm	221 mm	226 mm
APPROX. WEIGHT	57.0 kg ± 3%			
CAPACITY @ 25°C	10 hour rate (12A, 10.6V)	5 hour rate (32A, 10.5V)	3 hour rate (50A, 10.2V)	1 hour rate (120A, 9.6V)
	200 Ah	160 Ah	150 Ah	120 Ah
MAX. DISCHARGE CURRENT	2000 A (5 sec.)			
INTERNAL RESISTANCE	Full charge Volt 25°C: Approx. 2.2mΩ			
CAPACITY AFFECTED BY TEMP. (10 HR)	40°C	25°C	0°C	-15°C
	102%	100%	85%	55%
SELF DISCHARGE @25°C	After 3 months storage		After 12 months storage	
	91%		64%	
CHARGE METHOD @25°C	Cycle Use		Float Use	
	14.1-14.4V (Initial charging current less than 50A)		13.50-13.80V	
CONSTRUCTION	Container	Electrolyte	Separator	Positive
	BS (UL94-HB) / Flame retardant ABS (UL94-V0)	Sulfuric acid	Fiber glass	Lead dioxide
			Negative	Safety valve
			Lead	EPDR
				Terminal
				Copper

BATTERY DISCHARGE TABLE

CONSTANT CURRENT (AMP) AND CONSTANT POWER (WATT) DISCHARGE TABLE AT 25 °C

F.V / TIME	5 min	10 min	15 min	30 min	1 hr	2 hr	3 hr	4 hr	5 hr	8 hr	10 hr	20 hr
9.60	A	641.0	422.0	340.0	228.0	120.0	70.0	51.4	40.0	23.4	21.0	11.3
	W	6611.0	4507.0	3648.0	2451.0	1286.0	769.0	572.0	450.0	275.0	243.0	131.6
10.20	A	620.0	381.0	323.0	219.0	112.0	66.8	50.0	39.0	22.8	20.6	11.0
	W	6626.0	4252.0	3585.0	2447.0	1276.0	770.0	574.0	453.0	278.0	242.0	129.0
10.50	A	600.0	341.0	280.0	204.0	109.2	65.2	48.8	38.4	22.0	20.2	11.0
	W	6354.0	3875.0	3198.0	2348.0	1265.0	756.0	569.0	449.0	275.0	239.0	130.0
10.80	A	576.0	321.0	260.0	188.0	105.6	63.6	47.6	37.8	21.0	20.0	10.8
	W	6486.0	3702.0	3000.0	2178.0	1229.0	745.0	561.0	446.0	269.0	238.0	128.6
11.10	A	550.0	301.0	240.0	168.0	102.0	62.0	46.0	36.8	20.4	19.0	10.2
	W	6330.0	3483.0	2798.0	1966.0	1200.0	733.0	546.0	438.0	266.0	229.0	123.6

Tensite
info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

AGM DC 12-250

Discharge characteristic Curve

Cycle service life in relation to depth of discharge

Relationship between charging voltage and temperature

Constant voltage charging characteristic (0.25CA, at 25°C)

Temperature effects on float life

Self-discharge characteristic

Life characteristics of standby use**

Charge characteristic Curve for standby use**

Tensite
info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

Nota. Tomado de Autosolar Energía solar Perú.

189

Anexo 12

Figura 12A

Datos de fabricante del controlador de carga del sistema



**Controladores de carga SmartSolar con conexión de rosca o FV MC4
MPPT 150/45 hasta MPPT 150/100**



Controlador de carga SmartSolar MPPT 150/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.



Controlador de carga SmartSolar MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla




Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)
Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial
En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión
Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible
Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el *manual*).

Amplia protección electrónica
Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura. Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV. Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna
Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado; no necesita mochila
La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct
Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable
Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable
Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.

Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V. (Se precisa una herramienta de software para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12 V, 1 a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24 V, 1 a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36 V, 1 a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48 V, 1 a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	130 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionamiento al máximo				
Eficiencia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "recualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / 32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fiable, no accionable por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	De -30 a 60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (potencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	IP3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	SI (conector bifásico)				
Relé programable	DPST	Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC	
Funcionamiento en paralelo	SI (no sincronizado)				
CARICASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr)		35 mm ² / AWG2 (modelos Tr)		Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)
Bornes de la batería	Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)				Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103		Modelos MC4: 246 x 295 x 103
NOCHUBAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
<small>1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia. 1b) La tensión FV debe ascender 50mV + 50V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V. 2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador. 3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares.</small>					

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
 Centralita +31 (0)56 555 67 00 | Email: sales@victronenergy.com
 www.victronenergy.com



Nota. Tomado de Autosolar Energía solar Perú.

Anexo 13

Figura 13A

Datos de fabricante del inversor del sistema

Inversor monofásico con tecnología HD-Wave

para Francia, España, Reino Unido
SE8000H, SE10000H



INVERSORES

Instalación optimizada con tecnología HD-Wave

- Especialmente diseñados para trabajar con los optimizadores de potencia
- Puesta en marcha rápida y sencilla directamente desde su smartphone usando SolarEdge SetApp
- Récord de rendimiento
- Extremadamente pequeños, ligeros y fáciles de instalar
- Alta fiabilidad
- Monitorización a nivel de módulo integrada
- Instalación en exteriores e interiores
- Inversor de tensión fija para strings más largos
- Función de seguridad avanzada - Protección contra arco eléctrico integrada

solaredge.com

/ Inversor monofásico con tecnología HD-Wave para Francia, España, Reino Unido

SE8000H, SE10000H

	SE8000H	SE10000H	
AFILIABLE A LOS INVERSORES CON NÚMERO DE COMPONENTE: SEXXXX1-XXXXXXH (inversores con configuración SetApp)			
SALIDA			
Potencia nominal de salida CA	8000	10000	VA
Máxima potencia de salida CA	8000	10000	VA
Tensión de salida CA (nominal)		220/230	Vac
Rango de tensión de salida CA		184 - 264	Vac
Frecuencia CA (nominal)		50/60 ± 5	Hz
Corriente máxima de salida continua	36.5	45.5	A
Distorsión Armónica Total (THD)		< 1	%
Factor de potencia		Ajustable de -0.8 hasta 0.8	
Monitorización de red. Protección contra funcionamiento en isla. Factor de potencia configurable. Umbrales configurables por países		Sí	
ENTRADA			
Máxima potencia de CC	12400	15500	W
Sin transformador sin puesta a tierra		Sí	
Tensión máxima de entrada		480	Vdc
Tensión de entrada de CC nominal		400	Vdc
Corriente máxima de entrada	20.5	25.5	Adc
Protección contra polaridad inversa		Yes	
Detección de aislamiento por fallo de puesta a tierra		600M Seresibilidad para Unidad	
Rendimiento máximo del Inversor		99.2	%
Rendimiento europeo ponderado		99	%
Consumo de potencia durante la noche		< 2.5	W
CARACTERÍSTICAS ADICIONALES			
Interfaces de comunicación admitidas:	RS485, Ethernet, ZigBee (opcional), Wi-Fi (opcional), telefonía móvil (opcional)		
Gestión Smart Energy	Limitación de exportación		
Protección contra arco eléctrico	Integrada. Configurable por el usuario (De conformidad con la norma estadounidense UL1699)		
Puesta en marcha del inversor	A través de la aplicación móvil SetApp utilizando la estación Wi-Fi incorporada para la conexión local		
CUMPLIMIENTO DE NORMAS			
Seguridad	IEC62109		
Estandar de conexión a la red	GB311, GB10, G59/3, RD1661, RD1699, IJTE C15-712		
Emissiones	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12		
ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN			
Salida de CA (diámetro de cable admitido)		9-16	mm
CA - Sección transversal de alambre admitida		1-13	mm ²
Entrada de CC		1 x MC4 pares	
Dimensiones (Al x An x Pr)		300 x 370 x 185	mm
Peso		18.5	kg
Ruido		< 50	dB(A)
Refrigeración		Convección natural	
Rango de temperatura de funcionamiento		de -40 hasta +60 °F	°C
Grado de protección		IP65 - Exteriores e Interiores	

* Potencia total hasta al menos 20°C. Para más información sobre reducción de la potencia, consultar: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/temperature-derating-note.pdf>

© 2019 SolarEdge Technologies, Inc. All rights reserved. SOLAREDGE, the SolarEdge logo, OPTIMIZER and SOLAREDGE are trademarks or registered trademarks of SolarEdge Technologies, Inc. All other trademarks mentioned herein are trademarks of their respective owners. Date: 01/2019/19/03P/EN. Subject to change without notice.

CE RoHS

Nota. Tomado de Autosolar Energía solar Perú.

Anexo 14

Figura 14A

Datos de conductores THW-90

CELSA		Conductores Eléctricos Lima S.A.		SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN CERTIFICADO POR			
CALIDAD Y SEGURIDAD					SGS SGS SGS		
TABLA DE DATOS TÉCNICOS							
Calibre del Conductor AWG-MCM	Sección Transversal mm ²	Número mínimo de alambres	Espesor Aislante mm	Diámetro Exterior mm	Peso Nominal kg / km	Amperaje (*)	
						Ducto	Aire
14	2,08	7	0,8	3,6	29	25	35
12	3,31	7	0,8	4,1	40	30	40
10	5,26	7	0,8	4,7	60	40	55
8	8,37	7	1,1	6,5	110	55	80
6	13,3	7	1,5	8,0	170	75	105
4	21,2	7	1,5	9,5	250	95	140
2	33,6	7	1,5	11	380	130	190
1	42,4	19	2,0	13	490	150	220
1/0	53,5	19	2,0	14	600	170	260
2/0	67,4	19	2,0	16	740	195	300
3/0	85,0	19	2,0	17	910	225	350
4/0	107,2	19	2,4	19	1 130	260	405
250	126,7	37	2,4	20	1 350	290	455
300	152,0	37	2,4	22	1 590	320	505
400	202,7	37	2,4	24	2 080	380	615
500	253,4	37	2,4	26	2 570	430	700
600	304,0	61	2,8	29	3 090	475	780
750	380,0	61	2,8	32	3 810	535	855
1000	506,7	61	2,8	36	5 000	615	1 055

Sección Nominal mm ²	Número mínimo de alambres	Espesor Aislante mm	Diámetro Exterior mm	Peso Nominal kg / km	Amperaje (*)	
					Ducto	Aire
1,5	7	0,8	3,4	25	22	27
2,5	7	0,8	4,0	35	27	35
4	7	0,8	4,6	50	34	46
6	7	0,8	5,2	70	42	60
10	7	1,1	6,8	120	60	83
16	7	1,5	8,8	195	78	115
25	7	1,5	10,2	290	100	150
35	7	1,5	11,6	390	130	190
50	19	2,0	13,9	530	150	230
70	19	2,0	15,9	750	195	300
95	19	2,0	17,9	1 000	225	355
120	37	2,4	20,5	1 280	260	405
150	37	2,4	22,3	1 550	300	480
185	37	2,4	24,2	1 910	350	570
240	37	2,4	26,9	2 460	400	635
300	61	2,8	30,4	3 100	455	740
400	61	2,8	33,6	3 920	535	880
500	61	2,8	36,9	4 890	595	1 000

Los datos de las tablas están sujetos a las tolerancias normales de manufactura.
 (*) Temperatura ambiente: 30 °C
 Temperatura máxima de conductor: 90 °C
 No más de tres conductores por ducto

Para temperatura ambiente superior a 30 °C, aplicar los factores de corrección
 Para instalaciones mayores de tres conductores en cada tubo, aplicar los factores de corrección

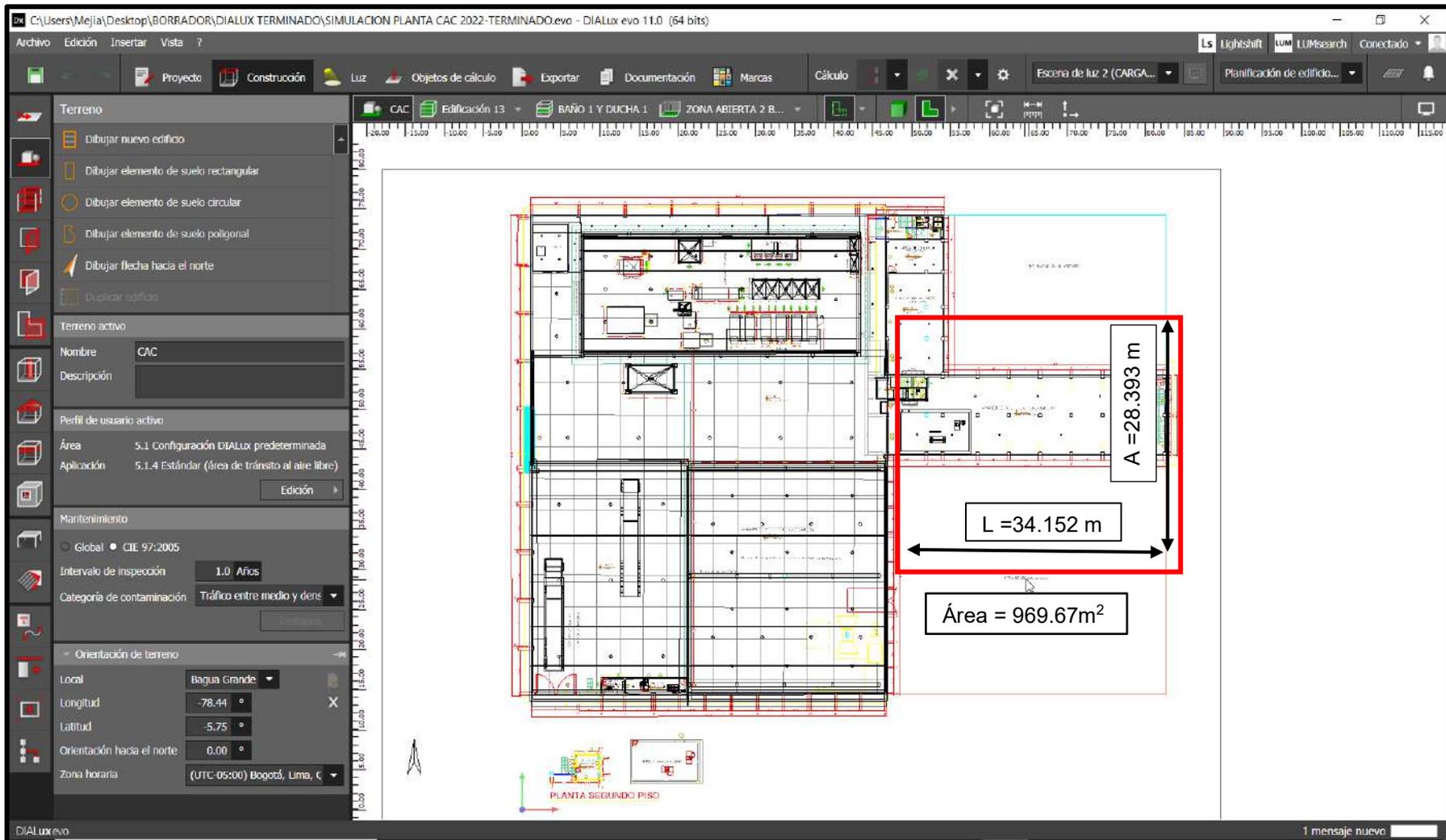
CELSA		Conductores Eléctricos Lima S.A.		SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN CERTIFICADO POR				
CALIDAD Y SEGURIDAD					SGS SGS SGS			
Factores de corrección para temperatura ambiente del aire diferente a 30 °C								
Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura ambiente del aire °C							
	20	25	35	40	45	50	55	60
90	1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Factores de corrección Por agrupamiento de cables en tubos	
Número de Conductores Agrupados	Factor de corrección
4 a 6	0,80
7 a 24	0,70
25 a 42	0,60
43 ó más	0,50

Anexo 15

Figura 15A

Área de instalación del sistema fotovoltaico propuesto



Nota. Elaboración propia. Vista 3D de propuesta de instalación del sistema fotovoltaico.



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

Declaratoria de Autenticidad del Asesor

Yo, SIFUENTES INOSTROZA TEOFILO MARTIN, docente de la FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA de la UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO SAC - TRUJILLO, asesor de Tesis titulada: "Dimensionamiento de un sistema de iluminación fotovoltaico LED para reducir costos en la planta de procesos de la CAC Bagua Grande LTDA – Amazonas", cuyo autor es MEJIA CARRASCO OSBER ANTONY, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 18.00%, verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin, el cual ha sido realizado sin filtros, ni exclusiones.

He revisado dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la Tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

En tal sentido, asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada, por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas vigentes de la Universidad César Vallejo.

TRUJILLO, 18 de Enero del 2023

Apellidos y Nombres del Asesor:	Firma
SIFUENTES INOSTROZA TEOFILO MARTIN DNI: 17828568 ORCID: 0000-0001-8621-236X	Firmado electrónicamente por: TSIFUENTES el 18- 01-2023 21:54:32

Código documento Trilce: TRI - 0523531