UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Ambonâ€“Seram dengan Mempertimbangkan Interkoneksi Sistem
Isolated Kecil di Utara Pulau Seram**
Fatakhillah Yusro, Ir. Lesnanto Multa Putranto, S.T., M.Eng, Ph.D., IPM., SMIEEE.; Dr. Wijaya Yudha Atmaja, S.T., M
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

INTISARI

Provinsi Maluku memiliki karakteristik ketenagalistrikan yang khas sebagai wilayah kepulauan, dengan sistem kelistrikan yang tersebar dan masih bergantung pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) berbiaya tinggi. Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan perencanaan ekspansi pembangkit sistem kelistrikan Ambon–Seram beserta sistem *isolated* di wilayah utara Pulau Seram dalam rangka memenuhi pertumbuhan beban jangka panjang 2025–2065 dengan mempertimbangkan aspek biaya, keandalan, kecukupan, dan emisi karbon dioksida. Optimisasi dilakukan menggunakan perangkat lunak PLEXOS dengan metode *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) dalam empat subskenario, yaitu *least cost* dan NZE 2060, masing-masing dengan dan tanpa mempertimbangkan sistem *isolated* kecil di utara Pulau Seram.

Hasil optimisasi menunjukkan bahwa interkoneksi Ambon–Seram dan integrasi sistem *isolated* kecil mampu menurunkan biaya penyediaan listrik melalui pemanfaatan pembangkit EBT lokal, terutama PLTM/MH. Pada skenario tanpa sistem *isolated* kecil, interkoneksi Ambon–Seram masuk pada 2047 dan menghasilkan BPP pembangkitan sekitar Rp1.974–2.247/kWh pada subskenario *least cost*, sedangkan subskenario NZE 2060 meningkat menjadi Rp2.182–2.367/kWh pada 2060–2065 akibat penerapan CCS. Pada skenario dengan sistem *isolated* kecil, interkoneksi maju menjadi 2032; BPP sistem interkoneksi berada pada kisaran Rp1.899–2.476/kWh pada subskenario *least cost* dan meningkat menjadi Rp2.893–3.088/kWh pada 2060–2065 pada subskenario NZE 2060. Sebelum interkoneksi, BPP sistem-sistem *isolated* masih tinggi, sekitar Rp3.839–5.553/kWh. Bauran EBT mencapai sekitar 88–90% pada Skenario A dan 57–68% pada Skenario B, sementara subskenario NZE 2060 menghasilkan emisi bersih negatif mulai 2060 melalui retrofit teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) pada PLTBm dan PLTMG. Seluruh subskenario memenuhi kriteria keandalan minimum dengan nilai LOLP mendekati nol dan *reserve margin* tidak pernah di bawah 35% pada periode interkoneksi.

Kata kunci : perencanaan pengembangan pembangkit, interkoneksi, *least cost*, *Net Zero Emission*, PLEXOS

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Ambonâ€“Seram dengan Mempertimbangkan Interkoneksi Sistem
Isolated Kecil di Utara Pulau Seram**
Fatakhillah Yusro, Ir. Lesnanto Multa Putranto, S.T., M.Eng, Ph.D., IPM., SMIEEE.; Dr. Wijaya Yudha Atmaja, S.T., M
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

Maluku Province has distinctive electricity system characteristics as an archipelagic region, with scattered electricity systems that still rely heavily on diesel power plants with high operating costs. This research aims to optimize generation expansion planning for the Ambon–Seram electricity system and isolated systems in northern Seram Island to meet long-term load growth from 2025 to 2065, considering cost, reliability, capacity adequacy, and carbon dioxide emissions. The optimization was carried out using PLEXOS software with the Mixed Integer Linear Programming (MILP) method in four subscenarios, namely least cost and NZE 2060, each with and without considering small isolated systems in northern Seram Island.

The optimization results show that the Ambon–Seram interconnection and integration of small isolated systems can reduce electricity supply costs through the utilization of local renewable resources, particularly mini/micro hydropower plants. In the scenario without small isolated systems, the Ambon–Seram interconnection is developed in 2047 and produces a generation supply cost of approximately IDR 1,974–2,247/kWh in the least cost subscenario, while the NZE 2060 subscenario increases the cost to IDR 2,182–2,367/kWh in 2060–2065 due to CCS implementation. In the scenario with small isolated systems, the interconnection is advanced to 2032; the interconnected system cost ranges from IDR 1,899–2,476/kWh in the least cost subscenario and increases to IDR 2,893–3,088/kWh in 2060–2065 under the NZE 2060 subscenario. Before interconnection, the isolated systems still have high supply costs, around IDR 3,839–5,553/kWh. The renewable energy mix reaches approximately 88–90% in Scenario A and 57–68% in Scenario B, while the NZE 2060 subscenarios achieve negative net emissions from 2060 through Carbon Capture and Storage (CCS) retrofit on biomass and gas engine power plants. All subscenarios meet the minimum reliability criteria, with LOLP values approaching zero and reserve margin never falling below 35% during the interconnection period.

***Keywords** : generation expansion planning, interconnection, least cost, Net Zero Emission, PLEXOS*