

INTISARI

Pembangkit listrik tenaga minihidro (PLTM) Enrekang dengan kapasitas $2 \times 1,5$ MW termasuk ke dalam pembangkit terdistribusi (*distributed generation*) yang dibangun tahun 2013 untuk mengatasi “jatuh tegangan” atau *voltage drop* serta menambah bauran energi terbarukan pada ujung penyulang dari gardu induk (GI) Bakaru dengan kapasitas 20 MVA. Namun, seiring pertumbuhan beban, perubahan konfigurasi jaringan terjadi dengan dibangunnya GI Enrekang berkapasitas 30 MVA pada 2018 dengan lokasi yang lebih dekat dengan pusat beban sehingga PLTM Enrekang tidak diperlukan lagi untuk mengatasi *voltage drop* dan rugi-rugi daya penyulang tersebut menjadi tidak optimal.

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui kondisi status peralatan *switching* penyulang dalam rekonfigurasi jaringan distribusi yang menghasilkan rugi-rugi daya (*losses*) terkecil pada kondisi beban puncak dan beban minimum, pada saat musim hujan dan kemarau, serta pada kondisi PLTM tidak beroperasi yang berdampak pada energi yang dihasilkan PLTM tersebut.

Penelitian ini dilakukan dengan melakukan simulasi aliran daya (*power/load flow*). Simulasi dilakukan dalam beberapa skenario yang mencakup semua kemungkinan status peralatan *switching* penyulang yang dikombinasikan dengan kondisi beban, musim dan status PLTM tidak beroperasi yang memengaruhi produksi energi dari PLTM untuk mengetahui perbedaan konfigurasi jaringan optimum dari setiap kondisi.

Hasil penelitian yang diharapkan dari penelitian ini adalah konfigurasi optimal berdasarkan setiap kondisi beban, musim dan status operasi PLTM yang memengaruhi produksi energi dari PLTM. Nilai yang dibandingkan dalam pemilihan konfigurasi optimal adalah persentase rugi-rugi daya (*losses*) dari total daya yang dihasilkan dari sistem distribusi tersebut.

Kata kunci – pembangkit terdistribusi, rugi-rugi daya, konfigurasi optimal, aliran daya.

ABSTRACT

The Enrekang Mini Hydro Power Plant (MHPP) with a capacity of 2×1.5 MW, which is classified as DG (Distributed Generation), was built in 2013 to overcome "*voltage drops*" and increase the renewable energy mix at the end of the Bakaru Main Substation feeder with a capacity of 20 MVA. However, along with the growth of the load, changes in the network configuration occurred with the construction of the Enrekang Substation with a capacity of 30 MVA in 2018 with a location closer to the load center so that the Enrekang MHPP is no longer needed to overcome voltage drops and the power losses of the feeder is not optimal.

The purpose of this study is to determine the status of the feeder's switching equipment in the reconfiguration of the distribution network, which results in the smallest power losses at peak and base load conditions, during the rainy and dry seasons, and also when the MHPP is not operating, which impacts the energy produced by the MHPP.

This research was conducted by simulating the power flow (power/load flow). The simulation was conducted in several scenarios covering all possible feeder switching equipment statuses combined with load conditions, seasons, and operating status of the MHPP that affect energy production from the MHPP to determine the differences in optimum network configurations for each condition.

The expected research results from this study are the optimal configuration based on each load condition, season, and operating status of the MHPP that affects its energy production. The values compared in selecting the optimal configuration are the percentage of power losses from the total power generated from the distribution system.

Keywords: distributed generation, losses, optimal configuration, power/load flow.