

ОПТИМИЗАЦИЯ НА РЕАКТИВНАТА ЕНЕРГИЯ В ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА

Любомир Димитров*, Милена Рачева

Технически университет - Габрово, „Хаджи Димитър” 4, Габрово, България

**кореспондиращ автор: ldimitrov@tugab.bg*

OPTIMIZATION OF REACTIVE ENERGY IN A ELECTRICITY DISTRIBUTION GRID

Lyubomir Dimitrov*, Milena Racheva

Technical University of Gabrovo, 4 Hadzhi Dimitar str., Gabrovo, Bulgaria

**Corresponding author: ldimitrov@tugab.bg*

Abstract

Paper deals with an existing medium voltage electricity distribution grid 20 kV. An analysis of specific data has been performed with the aim of optimizing reactive (capacitive) energy and reducing financial sanctions for exceeding permissible values.

Keywords: medium voltage, power line, reactive energy, power factor, reactive power compensation

ВЪВЕДЕНИЕ

Реактивната енергия в електрическите мрежи е важен аспект от управлението на електрическата енергия, т.к. оказва влияние върху ефективността и стабилността на електроразпределителната система. Същевременно съгласно Наредба №1/ 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия“ [1], за част от върнатата и пренесена през електроразпределителните мрежи реактивна енергия се заплащат санкции.

Електроразпределителните мрежи (ЕРМ) средно напрежение са част от електроенергийната система (ЕЕС), които имат за цел да разпределят и доставят електрическа енергия от подстанциите до разпределителните трансформаторни постове или директно до клиенти присъеди-

нени на средно напрежение (СрН). Средното напрежение варира в диапазона от 1-35 kV, като най-често използваните номинални напрежения в Европа са състояности 3 kV, 6 kV, 10 kV, 20 kV, масово разпространените номинални стойности на напрежения в мрежите, обслужвани от електроразпределителните дружества в България са 10 kV и 20 kV.

Електрическите мрежи в България са претърпели значителни промени, свързани с технологичния напредък и нарастващото търсене на електроенергия. Започвайки през 1893 г. с първата мрежа за осветление в Евксиноград (днешна Варненска област), продължава с електрифициране на страната през 90-те години, изграждане на електропроводи за разпределение и пренос на енергия за високо и ви-

соко напрежение, стигайки до наши дни с различни по вид мощности [2].

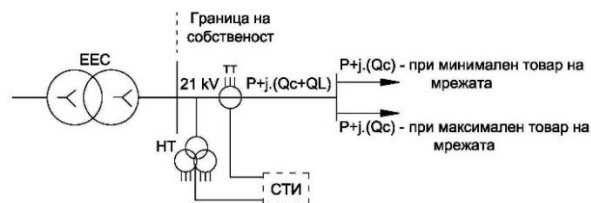
Електроразпределителната мрежа обхваща частта мрежи за средно и ниско напрежение, служещи за разпределение на електрическа енергия, сама по себе си електроразпределителната мрежа е система, съставена от отделни съоръжения, осъществяващи пренос и трансформация на енергия от източниците до консуматорите [3].

По-голямата част от електроразпределителните мрежи са реализирани като въздушни електро-проводни линии (ВЕЛ). Електропроводите СрН са основен компонент на електро-разпределителните мрежи, които пренасят електрическа енергия от понижаващите подстанции (110 kV/20 kV) до трансформаторните постове и крайните потребители, присъединени на СрН, чрез собствени уредби. Електропроводите СрН биват въздушни, кабелни или смесени [4].

ИЗЛОЖЕНИЕ

В настоящия доклад е разгледана част от градска мрежа СрН. Захранването на града се осъществява от две разпределителни подстанции 110/20 kV. Жилищната част на града е захранена основно от „Подстанция №1”, а индустриалната зона, покрайнините на града, както и част от централната част са захранени от „Подстанция №2”. С промяната на характера на товарите през последните години се наблюдава тенденция за повишени стойности на реактивна капацитивна енергия в мрежата. Тези тенденции наред с появата на нови мощности и нуждата от развитие на мрежата, създават предизвикателства свързани с подмяна или реконструкция на съществуващи съоръжения. Разглежданата част от мрежата е развита от подстанция „Подстанция №1”, която е разположена в югозападната част на града, от която изходът е почти изцяло кабелна мрежа СрН със седем постоянно захранени кабелни извода 20 kV за градската мрежа.

Преносът и консумацията на реактивна енергия от разпределителната мрежа и консуматорите, свързани към нея, е съществен проблем, който трябва да бъде решен чрез оптимизация и ограничаване.



Фиг. 1. Електрическа схема

Според гореспоменатата наредба цената на реактивната капацитивна енергия се заплаща на 100% от стойностите на активната енергия в сегмента „ден напред“, които могат да свалят свободно от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД [5].

За получаване на реални стойности във финансов аспект, следва да се снемат данни за товаров профил на активна и реактивна енергия, за определен период от време за разглежданата част от мрежата. Обикновено измерването се извършва със средства за търговски измерване (СТИ) в схемата, имаща вида и разположението от обобщената схема – фиг. 1. В границата на собственост са монтирани СТИ, а след тях е развита разглежданата част от мрежата, която генерира или консумира реактивна енергия.

След извършване на редица измервания се установи, че финансовите загуби от преноса и консумацията на реактивна (капацитивна) енергия за шестмесечен период са значителни, което дава основание за разработване на техническо решение за оптимизиране на реактивната енергия и извършване на оценка на разходите, за да се определи рентабилността на това решение.

За определяне на точка от мрежата, в която може да се монтира компенсиращ реактор – фиг. 2, следва да се вземе предвид търсеният ефект върху мрежата, спрямо избраната точка. Изборът на такъв реактор е свързан с повишаване на

напрежението в края на електропреносна линия, когато тя работи с малък товар. Това води до по-висока стойност на напрежението в крайната точка в сравнение с началната.



Фиг. 2. Шунтов реактор

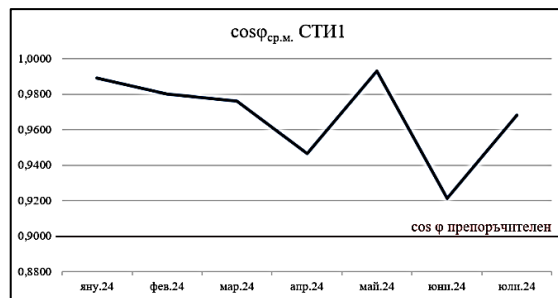
След разглеждане на всички вариантни решения е съставен алгоритъм, който да стесни възможните варианти за най-подходящи места за инсталиране на компенсираща уредба.

Чрез съставения алгоритъм се проверяват всички електрически уредби, в близост до СТИ1 или в случая до „Подстанция №1“, и захранени от секция 1.

За целта всички възможни електрически уредби (трансформаторни постове) се проверяват, чрез алгоритъма по критериите за възможност.

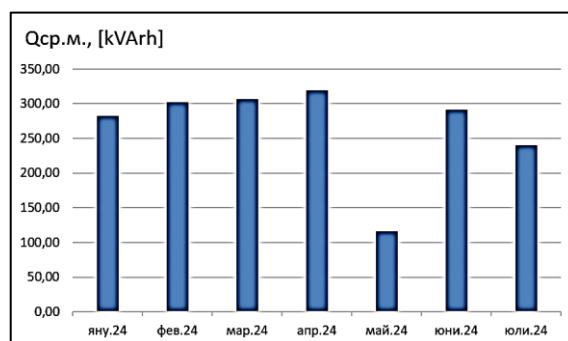
Необходимата компенсираща мощност ще бъде определена въз основа на товарния график (ТГ) и данните за съществуващите съоръжения. Изменението на $\cos\varphi_{\text{ср.м.}}$ за СТИ1 е дадено на фиг.3.

При избора на реактор, базиран на средномесечната стойност на отдадената реактивна капацитивна енергия за СТИ1 – фиг. 4, трябва да се вземат предвид най-ниските и най-високите средномесечни стойности. Това е важно, за да се избегне прекомпенсация, която може да доведе до отдаване на индуктивна енергия в мрежата – също неблагоприятен вариант.



Фиг. 3. Изменение на $\cos\varphi_{\text{ср.м.}}$ за СТИ1

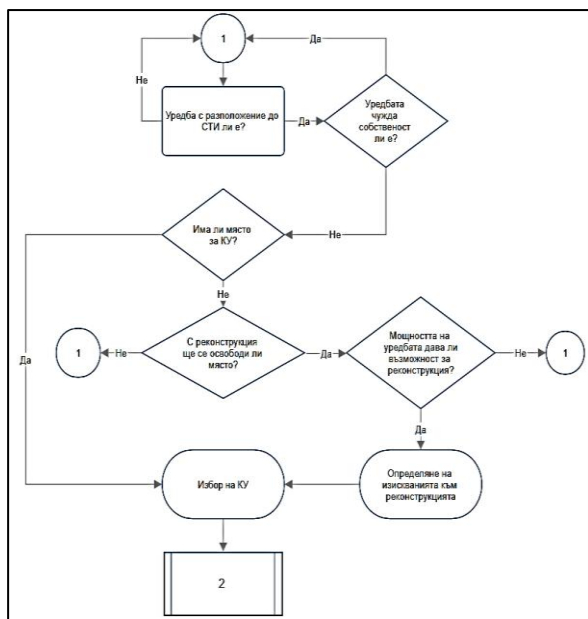
Тъй като санкции се налагат при отчетена енергия с $\cos\varphi < 0.9$, а пълната компенсация със статичен компенсатор е невъзможна заради динамичното изменение на товарите, то компенсацията може да се прави и в диапазона $1 < \cos\varphi < 0.9$. При това условие се избира стойност между най-ниската и най-високата средномесечна стойност на върната реактивна енергия, съобразена с най-близката гама мощности на компенсиращите реактори, от които може да се избира такъв, в случая за 20 kV гамите, от които може да се избере са 178 (5 степени до 59) kVAr, 400 (3 степени до 320) kVAr, 400 kVAr, 630 kVAr и 800 kVAr (5 степени до 640).



Фиг. 4. ТГ на средномесечна стойност за реактивна (капацитивна) енергия, отчетена от СТИ1

От избраните потенциални възможности остават трансформаторен пост ТП „103“, ТП „104“ и ТП „105“, като и трите варианта са със стандартно разпределение на отделни помещения за РУ 0.4 kV (НН), РУ 20 kV (СрН) и две трафо-килии 20/0.4 kV, които и в конкретните случаи се използват. Предвид най-късото разстояние на захранващите кабели СрН от „Подстанция №1“ до ТП „103“, следва да

се проверят съществуващите товари, с цел оценка на възможността за реконструкция и освобождаване на място. Съставеният алгоритъм е представен на фиг. 5.



Фиг. 5. Съставен алгоритъм

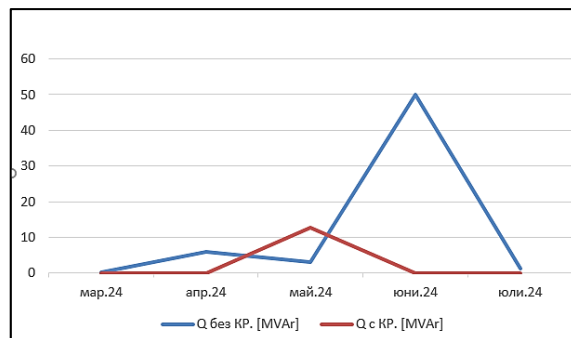
След извършване на анализ на данните за периода м. март - м. юли 2024 г., при които са отчетени стойности на реактивна енергия, водещи до заплащане на санкции. По долния израз се оценява инсталираната компенсираща мощност на реактора за всеки 15 минутен период.

$$Q_{\text{желана}}(t) = Q_{\text{с.ест}}(t) - Q_{\text{L.к.р.}}(t)[VAr],$$

където:

- $Q_{\text{с.желана}}(t)$ – желаната стойност на реактивна мощност [VAr] за разглеждания период от време (всяка, при която $\cos\varphi > 0.9$);
- $Q_{\text{с.ест}}(t)$ – естественото количество реактивна мощност в мрежата;
- $Q_{\text{L.к.р.}}(t)$ – компенсиращото количество реактивна мощност.

На фиг. 6 е представено изменението на реактивната мощност.



Фиг. 6. Изменение на реактивната мощност

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

От анализа на данните, при монтаж на компенсиращ реактор в ТП „103“, в конкретната градска подстанция, могат да се направят следните изводи:

При проектна инвестиция за пълна реконструкция, изчисленото намаляване е с 81,9% на общите разходи за заплащане на санкции от реактивна енергия за разглеждания шестмесечен период.

Рентабилността на инвестицията е обоснована, предвид големия експлоатационен живот на съоръженията от 30 години (осреднена стойност, за повечето е над 35).

Допълнителни ползи са повишаването на нивото на сигурност на захранване за разглежданата електрическа уредба, оптимално натоварване на разпределителния трансформатор и намаляване на оперативните разходи във времето, при поддръжка, време за престои и манипулации, след предоставяне на възможност за дистанционни манипулации.

Реализирането на този доклад е благодарение на подкрепата от Проект BG16RFPR002-1.014-0005 Център за компетентност „Интелигентни мехатронни, еко-и енергоспестяващи системи и технологии“, финансиран от Оперативна програма „Наука и образование за интелигентен растеж“ на Европейския фонд за регионално развитие.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Цанков Пл., Електроснабдяване, Университетско издателство „В . Априлов”, Габрово, 2014. // Tsankov Pl., Elektrosnabdyavane. Universitetsko izdadelstvo „V. Aprilov”, Gabrovo, 2014.
- [2] Неделчева Ст., Електрически мрежи, Технически университет-София, София, 2005. // Nedelcheva St., Elektricheski mreji. Tehniceski Universitet-Sofiq, Sofia, 2005.
- [3] Наредба №3 за устройство на електрическите уредби и електропроводни линии, 2015. // Naredba №3 za ustroistvo na elektricheskite uredbi i elektroprovodni linii, 2015.
- [4] Етърски Ст., Електрическа част на електрически централи, Техника, София, 2007. // Etarski St., Elektricheska chast na elektricheski centrali, Technica, Sofia, 2007.
- [5] Годишен доклад за цените на електроенергията БНЕБ, 2024. // Godishen doklad za tse-nite na elektroenergiyata BNEB 2024.