



PLANIRANJE GUBITAKA ENERGIJE U FOTONAPONSKOM POSTROJENJU

ENERGY LOSSES PLANNING IN FOTOVOLTAIC POWER PLANT

Miodrag ZDRAVKOVIĆ, Nikola Cvetanović, Elektrodistribucija Srbije, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Proračunu gubitaka pri planiranju fotonaponskog postrojenja do sada nije poklanjana prevelika pažnja. Razlog je pre svega veliki broj neizvesnih podataka koji se tiču solarnog zračenja ali i karakteristika same opreme. U ovom radu dat je pregled različitih izvora gubitaka u fotonaponskom postrojenju. Izvršena je analiza nekoliko scenarija pri proračunu gubitaka energije, koji se pre svega odnose na primenu različitih napona na nivou samog postrojenja (0, 4 kV ili 0,8 kV). Analiza je rađena na konkretnom primeru solarne elektrane snage 9 MW.

Ključne reči: Fotonaponska elektrana, gubici električne energije, niski napon

ABSTRACT

To date, not much attention has been paid to the calculation of losses when planning a photovoltaic plant. The reason is primarily a large number of uncertain data concerning solar radiation, but also the characteristics of the equipment itself. This paper gives an overview of different sources of losses in a photovoltaic plant. The analysis of several scenarios in the calculation of energy losses was performed, which primarily relate to the application of different voltages at the level of the plant itself (0.4 kV or 0.8 kV). The analysis was performed on a specific example of a 9 MW solar power plant.

Keywords: Photovoltaic power plant, electricity losses, low voltage

Miodrag Zdravkovic, Elektrodistribucija Srbije, Ogranak Vranje

1. UVOD

Potencijal iskorišćenja solarne energije je sve veći usled konstantnog unapređenja tehnologije i usled činjenice da su solarni paneli dostupniji zbog velikog pada cene u poslednjih 10 godina. Dodatni podsticaji korišćenju solarne energije definisani su i novim Zakonom o obnovljivim izvorima energije [1]. Cilj ovog zakona je stvaranje pravnog okvira koji će stvoriti podsticajan poslovni ambijent za dinamičnije investiranje u oblasti obnovljivih izvora radi postizanja ciljeva koje se definišu dokumentima javne politike

Potencijal sunčeve energije predstavlja 16,7% od ukupno iskoristivog potencijala obnovljivih izvora energije u Srbiji. Energetski potencijal sunčevog zračenja je za oko 30% viši u Srbiji nego u Srednjoj Evropi i intenzitet sunčevog zračenja je među najvećima u Evropi. Prosečna dnevna energija globalnog zračenja za ravnu površinu u toku zimskog perioda kreće se između 1,1 kWh/m² na severu i 1.7 kWh/m² na jugu, a u toku letnjeg perioda između 5,4 kWh/m² na severu i 6.9 kWh/m² na jugu. U cilju poređenja, prosečna vrednost globalnog zračenja za teritoriju Nemačke iznosi oko 1000 kWh/m², dok je za Srbiju ta vrednost oko 1400 kWh/m²

Primena solarne tehnologije omogućava proizvodnju "čiste" električne energije čime se ostvaruju sledeći ciljevi:

- Proizvodnja električne energije bez zagađivanja životne sredine;
- Štednja fosilnih goriva;
- Nizak nivo buke;
- Nema efekta staklene bašte;
- Umanjuje se emisija ugljen-dioksida za ekvivalentnu količinu energije koja se proizvede sagorevanjem fosilnih goriva.

Kako bi se ovi ciljevi uspešno ostvarili, potrebno je detaljno planiranje proizvedene energije u jednoj solarnoj elektrani. Planiranje izgradnje jedne solarne elektrane sastoji se od sledećih faza:

- Procena dostupne oblasti u vidu oblika i površine;
- Procena morfoloških karakteristika prostora;
- Optimizacija nacrtu strukture za podršku solarnih panela;
- Primena solarnih panela na zemljištu;
- Pružanje adekvatnog prostora između redova panela;
- Optimalno pozicioniranje transformatorskih stanica.

Proračunu gubitaka pri planiranju fotonaponskog postrojenja do sada nije poklanjana prevelika pažnja. Razlog je pre svega veliki broj neizvesnih podataka koji se tiču solarnog zračenja ali i karakteristika same opreme. U ovom radu izvršena je analiza nekoliko scenarija pri proračunu gubitaka energije, koji se pre svega odnose na primenu različitih napona na nivou samog postrojenja (0, 4 kV ili 0,8 kV). Analiza je rađena na konkretnom primeru solarne elektrane snage 9 MW.

2. STRUKTURA GUBITAKA

U jednom fotonaponskom postrojenju, gubici energije se mogu klasifikovati u dve grupe:

- Statički: zagađenje površine modula, gubici u kablovima i neusklađenost između PV modula
- Dinamički: ovi gubici zavise od uslova zračenja/temperature, koji se menjaju tokom dana i tokom godišnjih doba.

Pojedinačno, gubici energije u solarnoj elektrani mogu da nastanu iz sledećih razloga.

a) Gubici zbog zasenčenja terena

Zasenčenje prema karakteristikama terena se izračunava deljenjem elektrane na područja sličnih karakteristika koristeći geografski model i visinu horizonta. Senčenje usled lokalnih karakteristika kao što su obližnje zgrade, strukture ili vegetacija nije relevantno.

b) Gubici usled ugaone refleksije

Rezultujuće zračenje je podložno gubicima od ugaone refleksije (upadnih efekata) na površini PV modula, a veličina efekata zavisi od relativnog položaja sunca i ravni modula. Tačnost proračuna gubitaka ugaone refleksije zavisi od čistoće i specifičnih svojstava površine modula (antirefleksni premaz, tekstura, itd.). Modelirani gubici sunčevog zračenja usled refleksije površine modula iznose oko 3%.

c) Gubici zbog mraza i snega

Ovi gubici u mnogome zavise od lokacije elektrane i procenjenog broja ledenih dana. Naslage snega brzo se otapaju usled nagiba panela.

d) Gubici usled prljavštine i zaprljanja

Gubici sunčevog zračenja na nivou površine PV modula zavise uglavnom od faktora okoline i čišćenja površine PV modula tokom životnog veka elektrane. Dugoročni efekti nisu na zadovoljavajući način poznati. Najčešće se gubici zbog ovih efekata procenjuju su na 3,0%. Nesigurnost je postavljena na $\pm 1,5\%$ [2].

e) Gubici zbog performansi fotonaponskih modula van STC uslova

Efikasnost konverzije je nelinearna i zavisi od distribucije i vrednosti zračenja i temperature. Relativna promena proizvedene energije iz ove faze konverzije zavisi od tehnologije modula i vrste montaže. Obično su gubici u ovom koraku veći za module kristalnog silicijuma nego tanke filmove zbog većeg negativnog koeficijenta toplotne snage kristalnog silicijuma i boljeg ponašanja tankog filma pri niskim nivoima svetlosti (različita spektralna osetljivost)

f) Gubici senčenjem između redova (efekat blizine)

Jedno od mnogih praktičnih pravila pretpostavlja relativni razmak redova od 1,7 za fiksne nagnute module (odnos između visine panela i razmaka između dva reda). Takav razmak obezbeđuje zanemarljive gubitke senčenja na bliskim udaljenostima manjim od 0,2% sa nesigurnošću ispod $\pm 0,1\%$. Moduli kristalnog silicijuma su osetljivi na delimično senčenje, a gubici zavise od topologije međusobnog povezivanja modula

g) Tolerancija snage modula

Iz tolerancije snage modula rezultiraju veći ili manji gubici neusklađenosti modula povezanih u nizove. Ako su moduli sa većom tolerancijom snage povezani na red, gubici su veći. Tolerancija snage modula povećava nesigurnost procene izlazne snage. Nesigurnost se obično procenjuje na $\pm 3,0\%$ kao što je definisano u podacima o modulima.

h) Neusklađenost i gubici DC kablova

Neusklađenost zbog različite MPP radne tačke modula povezanih u inverter i gubici toplote u interkonekcijama i kablovima zavise od dizajna i komponenti PV elektrane. Ako se klasifikacija modula razmatra na osnovu merenja nominalne efikasnosti konverzije koje je izvršio proizvođač, grupisanje modula iz iste klase je efikasna mera za minimiziranje gubitaka neusklađenosti modula povezanih unutar jednog niza [3]. Ukupni gubici jednosmerne struje od svih ovih efekata se procenjuju na $0,9\%$ ($0,4\%$ DC kablova i $0,5\%$ gubitaka neusklađenosti) sa nesigurnošću od $\pm 0,7\%$.

i) Gubici pretvarača od konverzije jednosmerne u naizmeničnu struju

Iako je energetska efikasnost invertora visoka, svaki tip invertora ima svoju funkciju efikasnosti (zavisnost efikasnosti pretvarača od opterećenja i ulaznog napona). Gubici zbog performansi pretvarača mogu se proceniti korišćenjem krive snage pretvarača sa 30-minutnim parovima DC podataka ili korišćenjem manje tačne unapred izračunate vrednosti koju je dao proizvođač i koja predstavlja ponderisanu prosečnu efikasnost. Prosečni gubici u ovoj fazi su na nivou od $2,0\%$ sa nesigurnošću procene od $\pm 0,5\%$.

j) Gubici naizmenične struje i transformatora

Izlaz pretvarača je povezan sa mrežom preko transformatora. Dodatni gubici na strani naizmenične struje smanjuju konačni izlaz sistema kombinacijom kablova i gubitaka transformatora. Kombinovani gubici naizmenične struje se procenjuju na $2,2\%$ ($1,0\%$ za transformatore i $1,2\%$ AC kablovi) sa $\pm 0,5\%$ nesigurnosti.

k) Tehnička raspoloživost

Ovaj empirijski parametar kvantifikuje gubitke električne energije nastale gašenjem PV elektrane usled održavanja ili kvarova. U analizi teorijske proizvodnje razmatra se tehnička raspoloživost od 99% sa nesigurnošću od $\pm 0,7\%$.

l) Dugoročna degradacija

Na osnovu postojećih iskustava na terenu sa komercijalnim projektima, dugoročna godišnja degradacija dobro proizvedenih modula može biti blizu vrednosti od $0,8\%$ za prvu godinu i $0,5\%$ za sledeće i ove vrednosti se koriste u ovoj studiji dugotrajnog rada.

3. IZBOR ARHITEKTURE SISTEMA

Gubici energije zavise i od izbora arhitekture samog PV sistema. U ovom radu razmatrano je više varijanti konfiguracije panela, broja i snage invertora i načina njihovog povezivanja. Razmatrane su prednosti i mane centralizovanog i decentralizovanog pristupa.

3.1. Centralizovana arhitektura

U fazi izgradnje, prednosti centralizovane arhitekture su:

- Jednostavno simuliranje upotrebom modela
- Niska cena sistema
- Jasno vidljive performanse sistema
- Isplativa komunikaciona mreža sa samo nekoliko uređaja
- Dokazana tehnologija za postrojenja do 700 MW
- Veća dinamika upravljanja
- Buduća održivost u pogledu usluga upravljanja mrežom
- Standardni transport pretvarača kamionom
- Jednostavna konstrukcija

U fazi eksploatacije, prednosti su:

- Maksimalni nivo efikasnosti uz malu potrošnju omogućava najveće moguće prinose

- Veliki prinosi energije, niski sistemski troškovi i buduća održivost su prednosti projekata PV elektrana sa centralnim pretvaračima.
- Mali gubici u prenosu i višestruki priključci na višem naponu
- Jednostavno nadgledanje zahvaljujući upravljanoj broju pretvarača
- Jednostavan pristup pojedinačnim centralnim pretvaračima
- Proširenje pogona je izuzetno jednostavno

3.2. Decentralizovana arhitektura

U fazi izgradnje, prednosti decentralizovane arhitekture su:

- Maksimalna fleksibilnost u projektovanju postrojenja s obzirom na tipove modula i njihov raspored
- Fleksibilne mogućnosti dizajna i jednostavna instalacija PV postrojenja su značajne prednosti PV projekata sa decentralizovanom strukturom.
- DC strana: ugradnja blizu modula sa niskim troškovima ugradnje
- Niski troškovi prevoza
- Jednostavan transport čak i u teškim ambijentalnim uslovima
- Brza instalacija, mnoge mogućnosti montaže bez dodatnih troškova
- Jednostavna konstrukcija zasnovana na principima “copy – past”
- PV elektrane sa decentralizovanom strukturom omogućavaju brzu ugradnju pojedinačnih pretvarača stringova i dobro iskoristiv raspoloživi prostor uzimajući u obzir specifičnosti lokacije.

U eksploataciji, prednosti su:

- Visok nivo raspoloživosti postrojenja i brza zamena uređaja kada je potrebna su dodatni pozitivni aspekti PV elektrana sa decentralizovanom strukturom
- Veći prinos zbog manjih gubitaka u neusklađenosti (brojni MPP trekeri)
- Najniži mogući operativni troškovi
- Pretvarač se može brzo zameniti, što rezultira visokim nivoom dostupnosti postrojenja
- Jednostavna demontaža i uklanjanje PV elektrane u slučaju preprodaje
- izuzetno jednostavne opcije za proširenje postrojenja

3.3. Izbor sekundarnog napona

Uobičajeni pristup projektovanju PV sistema je taj da je bolje koristiti više manjih invertora, odnosno više MPPT-a, kako bi se maksimalno iskoristilo sunčevo zračenje koje može da bude različito na različitim delovima elektrane. Međutim, pogrešno je samo MPPT-ima pripisati gubitke u projektima, zbog toga što zračenje utiče samo na struju, a temperatura samo na napon. To znači da se u tipičnom postrojenju napon jedne sekcije ne može previše razlikovati od ostalih sekcija, jer je razlika temperatura veća od nekoliko stepeni nemoguća. Svi drugi faktori kao što su neusklađenost modula, senčenje, oblaci itd. su slučajne prirode. Matematika slučajnih događaja jasno ukazuje na to da kada se sa nivoa jednog modula pređe na ceo string (niz), eliminiše se odstupanja napona, jednostavno zato što PV string sabira napone.

Razlike postaju još manje uočljive kada se napon invertora poveća sa 600 V na 1000 V i sa 1000 V na 1500 V DC, jednostavno zato što je broj modula u seriji veći. Dobitak na nivou modula (1 MPPT po modulu) se gubi prelaskom na MPPT nivo stringa (npr. 30 modula u seriji po MPPT). Prelaskom sa nivoa stringa na centralni nivo, efektivno više nema dobiti.

Takođe, senzori za merenje napona i struje nisu projektovani za visoku tačnost merenja. To znači da tipična odstupanja pri merenju stringa mogu takođe da “zavaraju” ponašanje MPP praćenja. Na kraju, važno je napomenuti da upotreba više MPPT-a ima visoku cenu. Prvo, gubici od više MPPT-a u većini slučajeva mogu da se povećaju i do 0,5%. Drugo, dodatne komponente (poput senzora) unutar pretvarača opet bi narušile pouzdanost čitavog pretvarača. Svaka dodatna komponenta treba da traje 20 godina. Jedan kvar unutar komponente povezane sa MPPT značio bi da kompletni pretvarač zakaže. Stoga je opšti princip: što je niži broj MPPT, to je projekat bolji, a ne obrnuto.

Tipični decentralizovani sistem najbolje funkcioniše za 600V jednosmernu tehnologiju, što je bio standard pre desetak godina. Ali kako je nova tehnologija DC modula evoluirala od 600V DC do 1500V DC, današnji scenario je mnogo povoljniji za jednosmernu struju, jer se jednosmerna struja obično smanjuje za 2,5 puta. To

znači da je mnogo efikasnije prenositi snagu na jednosmernoj strani u poređenju sa naizmeničnom stranom. Dodatni nedostaci uključuju potrebu za četiri AC kabla umesto dva, kao i tešku instalaciju AC kablova. Centralizovani raspored takođe omogućava rad na niskonaponskom (NN) nivou (690V) na strani naizmenične struje zbog kratkih kablova između pretvarača i transformatora.

Oprema za niski napon ima mnogo praktičnih i vrednih prednosti. Komercijalna atraktivnost (poput cene, vremena isporuke, dostupnosti dobavljača) svih komponenata između pretvarača i SN veze je mnogo bolja u poređenju sa istim komponentama koje imaju sertifikat za > 690V. U velikom scenariju preopterećenja jednosmernom strujom, prednosti centralizovane arhitekture su ogromne.

Komunikaciono kabliranje je još jedan faktor koji dodaje troškove decentralizovanom rasporedu postrojenja, jer treba voditi Ethernet kablove oko celog postrojenja. Troškovi kabliranja, teškoće u instalaciji na terenu i mogući problemi sa održavanjem komunikacije čine centralizovani raspored finansijski atraktivnim. Komunikacija električnom mrežom za komunalne aplikacije ima mnogo nedostataka. Čak i za male pakete podataka, brzina je izuzetno mala i na nju se ne može pouzdati u vremenski kritičnoj aplikaciji kao što je funkcija upravljanja mrežom

Centralizovani raspored sistema je očigledan pobednik kada je reč o velikim, PV-projektima koji se montiraju na zemlju. Koncept decentralizovanog sistema nema smisla iz finansijske perspektive i koristi. Pravo pitanje za vlasnike postrojenja je da li treba izabrati jedan, veliki centralni pretvarač ili više, manjih pretvarača, a odluka je u velikoj meri inicirana konceptom usluge pogodnim za dati projekat i dinamikom oko projekta. Dizajn rešenja sa više manjih invertora snage do 255 kW savršen je za korisnika jer kombinuje prednosti oba sistema – kako centralizovanog tako i decentralizovanog.

3.4. DC razvod fotonaponskih panela i invertora

U toku eksploatacije solarne elektrane, fotonaponski paneli mogu da dostignu različite vrednosti napona i struje. Potrebno je da ove vrednosti budu u granicama prihvatljivim kako za same panele koji se povezuju međusobno tako i za invertore na koje su povezani. Granične karakteristične vrednosti nizova fotonaponskih panela zavise od temperature ambijenta na mestu ugradnje i kao takve moraju biti u granicama karakterističnih veličina invertora datih u kataloškoj specifikaciji proizvođača, a predviđenih za ugradnju. Fotonaponski paneli povezani na red proizvode veći napon, koji je zbir napona pojedinačnih panela, dok ista struja teče kroz svaki panel.

4. OPIS SISTEMA SOLARNE ELEKTRANE „VRANJE 1“

SE „Vranje 1“ instalisan snage 10 MW je u skladu sa predviđenim planom detaljne regulacije podaljena na 4 solarna postrojenja (SP-1, SP-2, SP-3 i SP-4), u kojima će biti postavljeni fotonaponski paneli i invertori koji su preko 7 tipskih transformatorskih stanica 10/0,8 kV povezane u tri prstena odgovarajućim kablovskim vezama, na buduću transformatorsku stanicu 35/10 kV.



Slika 1. Dispozicija SE Vranje 1

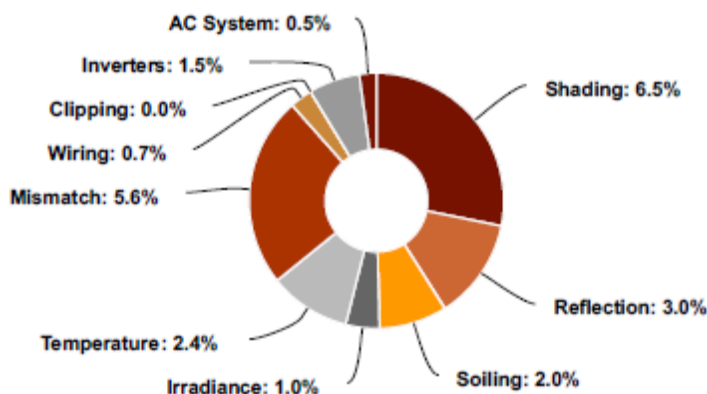
4.1. Gubici u vodovima i transformatorima

Procena proizvodnje električne energije SE „Vranje 1“ izvršena je uz pomoć softvera PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System [4], koji pruža popis solarnih energetskih resursa za procenu proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sistema u Evropi, Africi i jugozapadnoj Aziji. PVGIS obrađuje već pripremljene podatke iz svoje baze podataka (geografski podaci, dnevno zračenje, optimalni ugao nagiba fotonaponskih panela, godišnje zračenje, godišnja proizvodnja električne energije...).

Izvršena je procena proizvodnje električne energije za fotonaponski sistem izgrađen na zemlji, sa fiksnim uglom od 30°, na geografskoj lokaciji N: 42°33'08.3", E: 21°51'56.2", sa procenjenim gubicima sistema oko 4 % usled zaprljanosti panela, 3 % usled neuparenosti panela i 2 % gubitka u invertoru, što ukupno daje 9 % gubitke u sistemu MSE.

Na osnovu svega navedenog godišnja procenjena proizvodnja električne energije SE „Vranje 1“, instalisane snage 9,99 MW, iznosi 13.678.197,57 kWh.

Radi poređenja, za ovu elektranu data je i procena gubitaka urađena u softverskom paketu „Helioscop“.



Slika 2. Procena gubitaka u fotonaponskoj elektrani „Vranje 1“

Električni gubici u elektrani potiču od:

- gubitaka u DC vodovima (delovi pojedinačnih provodnika direktno spojenih na pretvarač)
- gubitaka u NN AC vodovima (sekcije od invertora do TS 10 / 0,8 kV)
- gubitaka u SN vodovima (10 kV kablovi od TS 10/0,4 kV do TS 35/10 kV)
- gubitaka u energetskim transformatorima 10/0, 8) kV

Obračun pojedinačnih komponenti gubitaka dat je u nastavku.

4.1.1. Gubici u DC i AC vodovima

Gubici u DC vodovima dobijaju se korišćenjem prosečne vrednosti dužine provodnika, pomnožene sa brojem provodnika

$$E_{\text{loss}} = N_{\text{inv}} \times N_{\text{MPPT}} \times L_s \times R_s \times I_s^2 \times T$$

N_{inv} – broj invertora

N_{MPPT} – broj MPPT

L_s – prosečna dužina stringa

R_s – podužna aktivna otpornost stringa

I_s – struja stringa

T – ekvivalentno trajanje maksimalnih gubitaka

$$E_{\text{loss}} = 43 \times 14 \times 100 \text{ m} \times 0,0172 \text{ } \Omega\text{/mm}^2 \times 17,28\text{A}^2 \times 700\text{h} / 6\text{mm}^2$$

$$E_{\text{loss}} = 36\,071 \text{ kWh}$$

Analogno, određeni su i gubici u NN vodovima naizmenične struje (21 824 kWh.) i 10 kV vodovima (3 337 kWh).

4.1.2. Gubici u transformatorima

Gubici u transformatorima izračunati su putem sledećeg izraza:

$$E_{\text{loss}} = N_t \times P_0 \times T + N_t \times P_k \times T_e$$

N_{inv} – broj transformatora

P_0 – gubici u praznom hodu

P – gubici pri nominalnom opterećenju

T – broj radnih sati

T_e – ekvivalentno vreme trajanja maksimalnih gubitaka

$$E_{\text{loss}} = 7 \times 0,86 \times 8760 + 7 \times 5,6 \times 700$$

$$E_{\text{loss}} = 52\,735 + 27\,440 = 80\,175 \text{ kWh}$$

Tabela 1. Ukupni gubici usled Džulovog efekta

No	element	Gubici (kWh)
1	DC vodovi	36 071
2	AC vodovi	21 824
3	SN vodovi	3 337
4	transformatori	91 935
	TOTAL	153 167

Ukupni gubici predstavljaju 1,11 % ukupne godišnje proizvodnje elektrane.

5. ZAKLJUČAK

Proračunu gubitaka pri planiranju fotonaponskog postrojenja do sada nije poklanjana prevelika pažnja. Razlog je pre svega veliki broj neizvesnih podataka koji se tiču solarnog zračenja ali i karakteristika same opreme. U ovom radu izvršena je analiza nekoliko scenarija pri proračunu gubitaka energije, koji se pre svega odnose na primenu različitih napona na nivou samog postrojenja (0, 4 kV ili 0,8 kV). Analiza je rađena na konkretnom primeru solarne elektrane snage 9 MW.

LITERATURA

[1] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, Službeni glasnik br. 40 od 22. aprila 2021.

[2] Henrik Zsiborács, László Zentkó, Gábor Pintér, András Vincze, Nóra Hegedűsné Baranyai, Assessing shading losses of photovoltaic power plants based on string data, Energy Reports, Volume 7, 2021, Pages 3400-3409

[3] Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants A Project Developer's Guide, International Finance Corporation 2015

[4] European Commission: PVGIS Photovoltaic Geographical Information System (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#api_5.2)

