



Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu

Katedra za elektroenergetske sisteme

Računarske vežbe

Planiranje u elektroenergetskom sistemu u programu EnergyPLAN

1 Uvod

Cilj računarskih vežbi je planiranje elektroenergetskog sistema Srbije na osnovu podataka iz 2017.godine. Kao program za vršenje proračuna izabran je EnergyPLAN [1] [2] iz sledećih razloga:

- EnergyPLAN je jednostavan za korišćenje.
- Period obuke je od nekoliko dana do par meseci.
- Obuka se može obaviti putem interneta na zvaničnoj stranici EnergyPLAN-a.
- Softver EnergyPLAN je besplatan za preuzimanje.
- EnergyPLAN razmatra tri osnovna sektora bilo kog nacionalnog energetskog sistema, koji uključuju sektor električne energije, toplotne energije i saobracaja. Kako obnovljiva energija postaje sve izraženija u energetske sistemima, fleksibilnost celog elektroenergetskog sistema ce postati vitalna pažnja. Jedna od najpristupačnijih metoda stvaranja fleksibilnosti je integracija elektroenergetskog, toplotnog i transportnog sektora koristeći tehnologije kao što su kombinovana postrojenja za toplotnu i električnu energiju, toplotne pumpe i električna vozila.
- EnergyPLAN se koristi za simulaciju 100% obnovljivih izvora energije, pri čemu je ova studija već urađena u Danskoj.
- Rezultati dobijeni korišćenjem EnergyPLAN-a objavljuju se u akademskim časopisima i prihvaćeni su od strane državnih i visokoškolskih institucija širom sveta.

2 EnergyPLAN

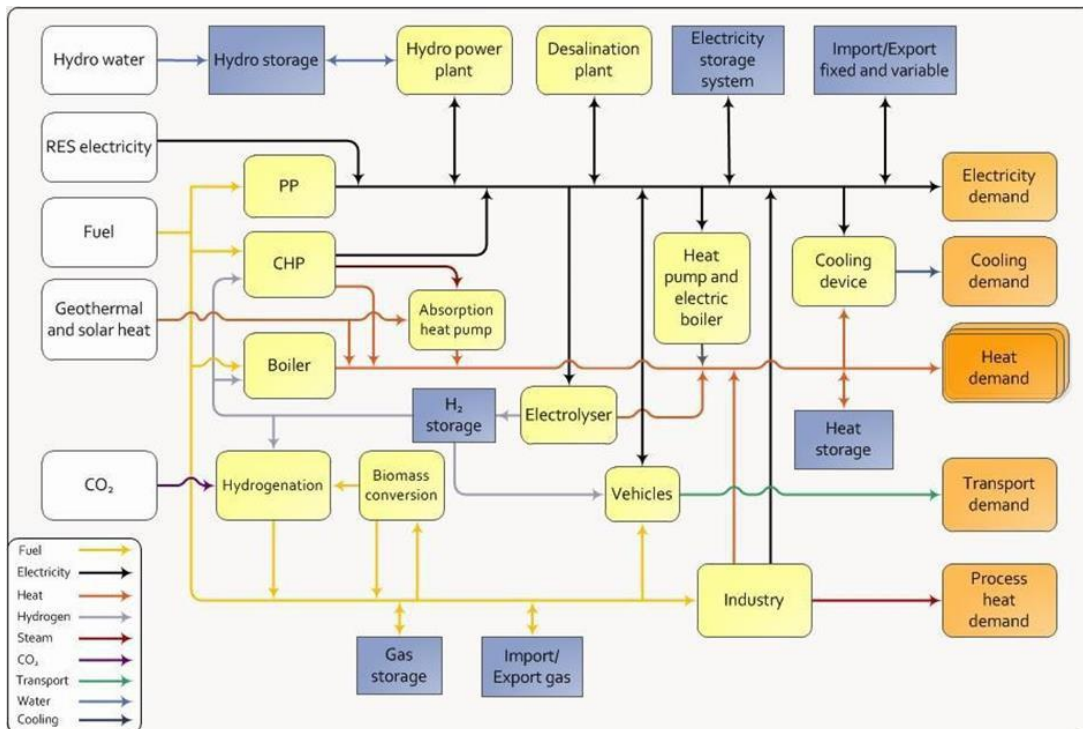
EnergyPLAN je kompjuterski program napravljen 1999. godine i služi za modelovanje i analizu elektroenergetskih sistema. Ovaj alat simulira veličine od interesa kod nacionalnih energetske sistema na satnom nivou za potrebe izračunavanja bilansa energije, emisija gasova i troškova na godišnjem nivou. Ovim bilansima obuhvaćene su proizvodnja i potrošnja energije u sektorima električne energije, toplotne energije i saobraćaja, kao i emisije ugljen dioksida i aktualizovani godišnji troškovi sa investicionim i eksploatacionim elementima.

2.1 Svrha i primena

Glavna svrha ovog programa je pomoc u kreiranju nacionalnih strategija energetske planiranja na osnovu tehničkih i ekonomskih analiza koje su posledica različitih nacionalnih energetske sistema i investicija. Međutim, EnergyPLAN je primenjen i na evropskom nivou i na lokalnom nivou kao što su gradovi i/ili opštine i proširen je na široki spektar tehnologija sa fokusom na analizu interakcije između električne energije, proizvodnje i potrošnje gasa, daljinskog grejanja i rashladne mreže. Poslednjih godina EnergyPLAN se koristi za analizu različitih strategija regulacije sa fokusom na interakciju između kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (CHP) i obnovljivih izvora energije.

EnergyPLAN je napravljen kao input/output model. Kao ulazne veličine planirane su potrošnje energije u svim sektorima od interesa, obnovljivi izvori energije, kapaciteti elektrana, troškovi i planirani uvoz i izvoz električne energije, višak proizvedene energije, tipovi dostupnih energenata, specifični troškovi energenata i opreme itd. Izlazni podaci jesu bilans snage i godišnja proizvodnja energije, potrošnja goriva, uvoz i izvoz električne energije i ukupni troškovi uključujući prihode od prodaje električne energije.

Princip modela energetske sistema u EnergyPLAN prikazan je na Slici 2.1. Ulazni podaci podeljeni su u 11 skupova: električne energija, daljinsko grejanje, obnovljiva energija, skladištenje električne energije, hlađenje, pojedinačno grejanje, industrija, transport, otpad, konverzija biomase i sintetičko gorivo.



Slika 2.1 Model elektroenergetskog sistema u programu EnergyPLAN

Model se može koristiti za neke od sledećih analiza:

- Tehnička analiza
- Analiza tržišta
- Analiza izvodljivosti modela sistema
- Analiza Smart Energy System-a

2.1.1 Tehnička analiza

Tehnička analiza predstavlja dizajn i analizu velikih i složenih energetskih sistema na nacionalnom nivou i u okviru različitih strategija tehničke regulacije. U ovoj analizi ulaz je potražnja energije, proizvodni kapaciteti i njihova efikasnost, kao i vrste izvora energije. Izlaz se sastoji od godišnjeg bilansa energije, potrošnje goriva i emisije CO₂.

2.1.2 Analiza tržišta

Ova analiza predstavlja analizu trgovine i razmene na međunarodnim tržištima električne energije. U ovom slučaju, programu su potrebni dodatni ulazni podaci da bi se dobile cene na tržištu i utvrdio odziv tržišnih cena na promene uvoza i izvoza električne energije. Ulazni

podaci su takođe potrebni i za utvrđivanje graničnih troškova proizvodnje pojedinih proizvodnih jedinica električne energije. Modelovanje se zasniva na pretpostavci da svaka elektrana radi optimizovano u skladu sa poslovno-ekonomskom dobiti, uključujući sve poreze i troškove emisije CO₂.

2.1.3 Analiza izvodljivosti modela sistema

Predstavlja proračun izvodljivosti modela sistema u odnosu na ukupne godišnje troškove sistema u zavisnosti od različitih planiranja i regulacionih strategija. U tom slučaju, ulazni podaci poput investicionih troškova, fiksnih troškova rada i održavanja moraju se dodati zajedno sa životnim vekom i kamatnom stopom. Program određuje društveno-ekonomske posledice. Troškovi su podeljeni na:

- troškove goriva
- promenljive operativne troškove
- troškove ulaganja
- fiksne operativne troškove
- troškove i koristi razmene električne energije
- moguće takse zbog emisije CO₂.

2.1.4 Pametni energetske sistemi

Jedan od glavnih ciljeva korišćenja EnergyPLAN-a jeste da se modeluje sistem čija se proizvodnja zasniva samo na obnovljivim izvorima energije. Najnoviji koncept koji koristi samo obnovljive izvore energije naziva se Smart Energy System i definisan je sledećim principima:

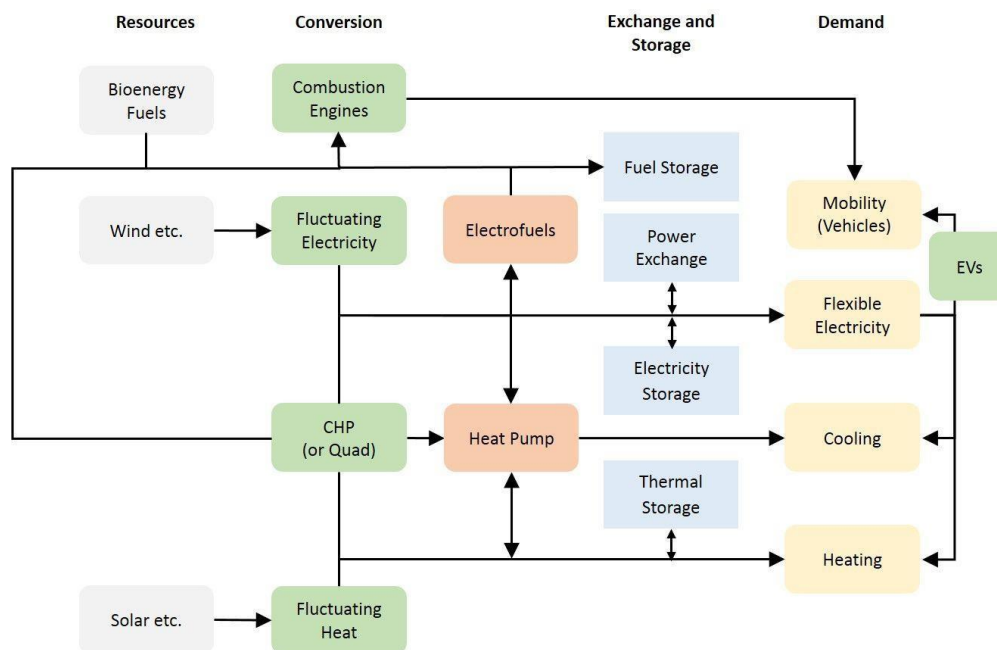
- Obnovljivi izvori energije su jedini izvor energije
- Troši se održivi nivo bioenergije
- Povećava se efikasnost i smanjuju se troškovi
- Cena je pristupačna

U elektroenergetskim sistemima su sve više zastupljeni obnovljivi izvori energije, dok se izvori energije bazirani na fosilnim gorivima sve manje primenjuju. Razlozi za ovakve promene u Evropskoj uniji su sledeći:

- Smanjenje emisije GHG (Greenhouse Gases)
- Smanjenje uvoza fosilnih goriva
- Korišćenje lokalnih izvora i otvaranje lokalnih radnih mesta
- Smanjenje troškova električne energije do 2050. godine

Ovaj prelaz zavisi od mnogih faktora koji ga usporavaju:

- Tehnologija (planiranje novih tržišta, proizvoda, usluga i industrija kako bi nove tehnologije bile implementirane)
- Politika (stvaranje nove politike i institucija koje će promovisati najisplativije tehnologije)



Slika 2.2 Ilustracija Smart Energy System-a

Na Slici 2.2 prikazan je dijagram Smart Energy System-a. [3] [4]

3 Upoznavanje sa radom u programu EnergyPLAN pomoću proračuna jednostavnog elektroenergetskog sistema

U ovom poglavlju je dat niz primera radi lakšeg i bržeg upoznavanja sa korisničkim interfejsom EnergyPLAN-a. [5]

Zadatak 1: Izvršiti proračun potražnje električne energije

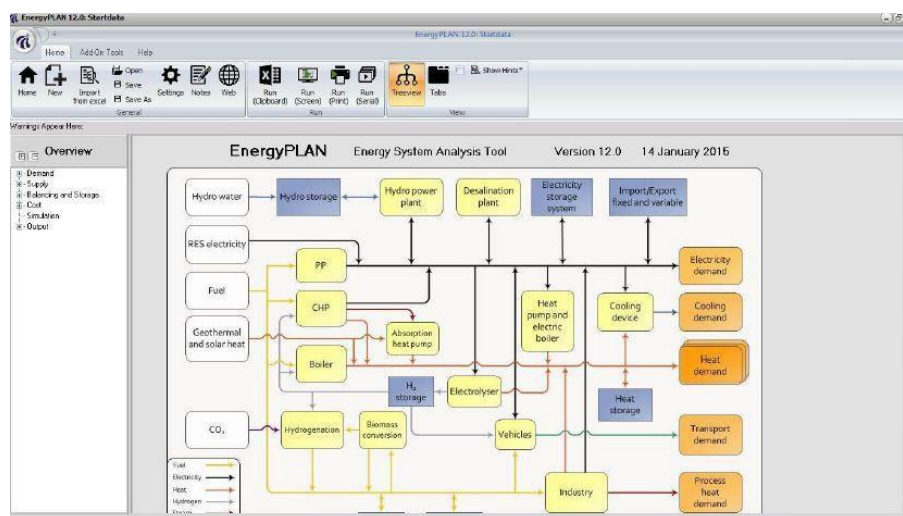
Otvoriti EnergyPLAN. Učitati podatke i definisati jednostavan elektroenergetski sistem sa potrošnjom električne energije od 49 TWh/god. Koristiti datoteku „hour-eldemand-eltra-2001“ (distribucija zapadnog regiona Danske 2001. godine).

Pitanje 1.1: Kolika je vršna časovna vrednost potrošnje električne energije?

Pitanje 1.2: Koja je vršna časovna vrednost potrošnje električne energije za 40 TWh/god i podacima o potrošnji električne energije „Hour-eldemand.txt“?

Rešenje Zadatka 1

Korak 1: Otvoriti EnergyPLAN model. Otvoriće se sledeći prozor:

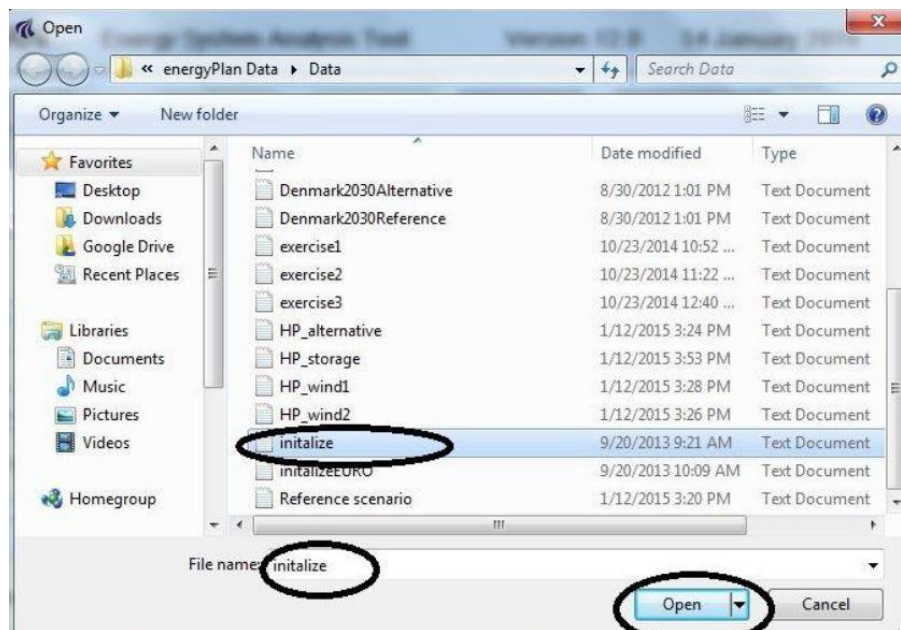


U gornjem levom uglu je prikazano da su u modelu u EnergyPLAN-u učitani početni podaci („Startdata“).

Tabela 3.1 Rešenje Zadatka 1 - Korak 1

Korak 2: Učitavanje modela vrši se pomoću „Initialize“ podataka.

Klikom na dugme „Open“ otvora se sledeći prozor:



Izborom „initialize.txt“ i klikom na dugme „Open“ u model su učítani „Initialize“ podaci.



Tabela 3.2 Rešenje Zadatka 1 - Korak 2

Korak 3: Čuvanje podataka.

Pritiskom na dugme „Save as“ u levom gornjem uglu otvara se sledeći prozor i čuvaju podaci:

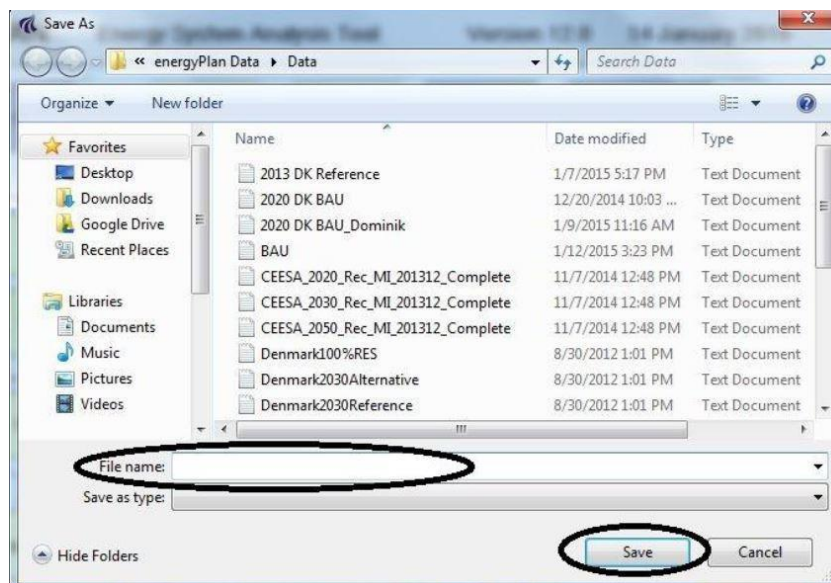
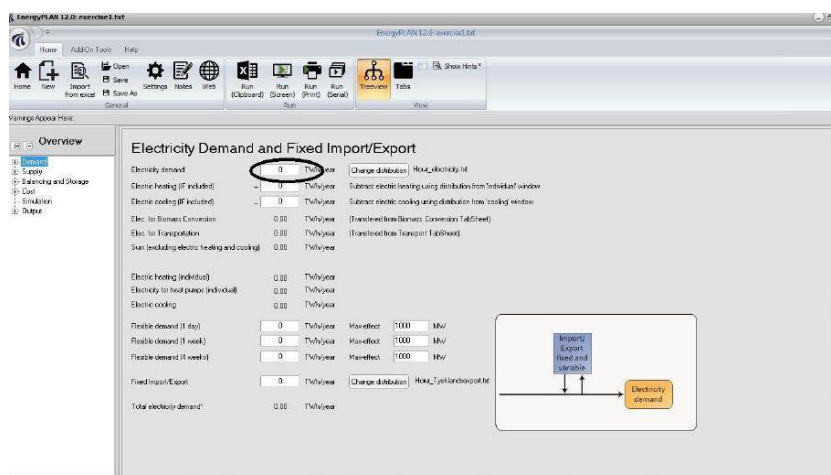


Tabela 3.3 Rešenje Zadatka 1 - Korak 3

Korak 4: Upisati potražnju za električnom energijom od 49 TWh/god.

Klikom na „Demand“ otvara se prozor potražnje:



Upisivanje željene vrednosti se vrši u polju „Electricity demand“.

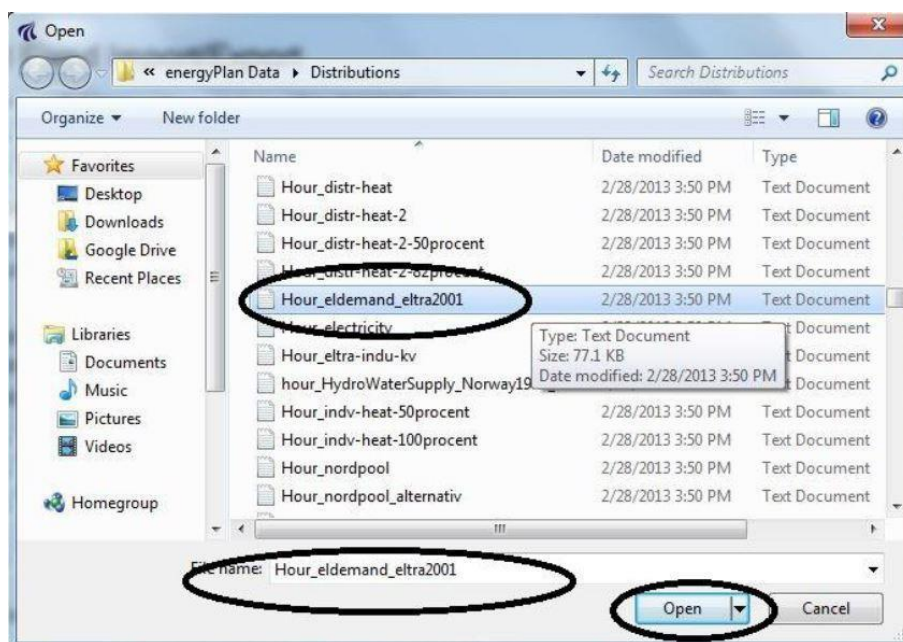
Tabela 3.4 Rešenje Zadatka 1 - Korak 4

Korak 5: Promena časovne potrošnje na „hour-eldemand-eltra-2001“.

U model su učitani podaci „Hour-electricity“.



Klikom na dugme „Change distribution“ otvoriće se sledeći prozor:



Izborom „hour-eldemand-eltra-2001“ i klikom na dugme „Open“ u model se učitavaju željeni podaci.

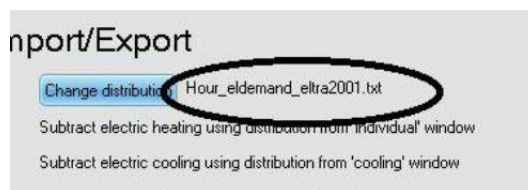


Tabela 3.5 Rešenje Zadatka 1 - Korak 5

Korak 6: Čuvanje podataka klikom na dugme „Save“.



Tabela 3.6 Rešenje Zadatka 1 - Korak 6

Korak 7: Izračunati i očitati podatke.



Klikom na dugme „Run (Screen)“ otvoriće se sledeći prozor:

Results

	Electr. Demand	Elec.dem Cooling	Fixed Exp/Imp	DH Demand	Wind Electr.	PV Electr.	Wave Electr.	River Electr.	E.
TOTAL ANNUAL COSTS	11599								
TOTAL FOR ONE YEAR (TWh/year):									
Annual:	49.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
MONTHLY AVERAGE VALUES (MW):									
January	6211	0	0	0	0	0	0	0	
February	6213	0	0	0	0	0	0	0	
March	6060	0	0	0	0	0	0	0	
April	5456	0	0	0	0	0	0	0	
May	5155	0	0	0	0	0	0	0	
June	5061	0	0	0	0	0	0	0	
July	4656	0	0	0	0	0	0	0	
August	5267	0	0	0	0	0	0	0	
September	5355	0	0	0	0	0	0	0	
October	5616	0	0	0	0	0	0	0	
November	5981	0	0	0	0	0	0	0	
December	5934	0	0	0	0	0	0	0	
Annual Average	5578	0	0	0	0	0	0	0	
Annual Maximum	8730	0	0	0	0	0	0	0	
Annual Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	

Rezultat je 8730 MW.

Tabela 3.7 Rešenje Zadatka 1 - Korak 7

Zadatak 2: Ponoviti proračun dodavanjem podataka o vetroelektranama i hidroelektranama

Koristiti iste podatke kao u Zadatku 1 i dodati podatke o nominalnoj snazi vetroelektrana 2000 MW koristeći „hour_wind_eltra2001“ i nominalnoj snazi termoelektrana na uglj od 9000 MW.

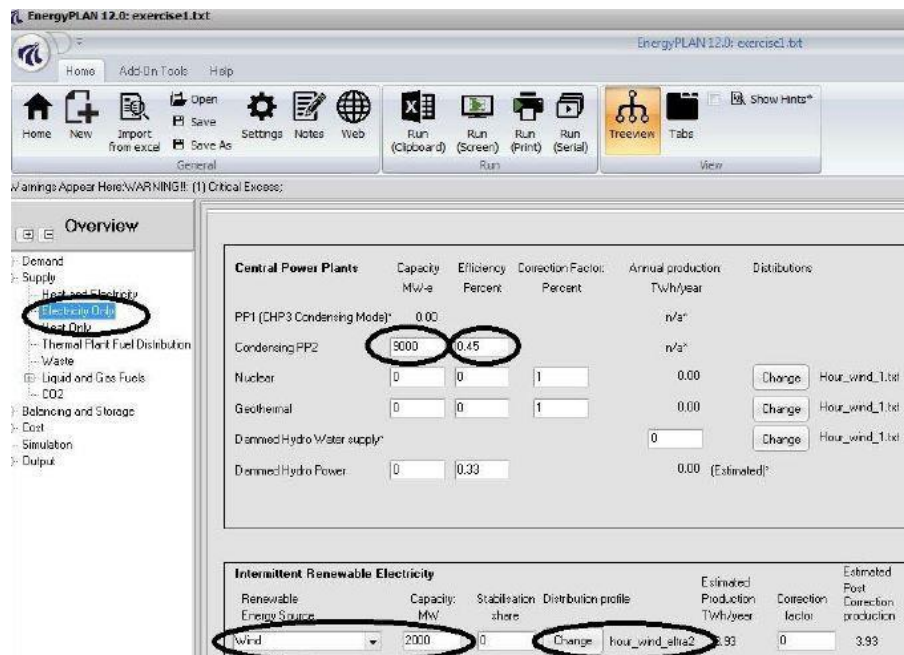
Pitanje 2.1: Kolika je godišnja proizvodnja vetroelektrana i termoelektrana? Kolika je godišnja potrošnja uglja? Kolike su godišnje emisije CO₂?

Pitanje 2.2: Kolika je godišnja proizvodnja vetroelektrana i termoelektrana, ako se nominalna snaga vetroelektrana poveća na 6000 MW? Kolike je sada potrošnja uglja i emisija CO₂?

Rešenje Zadatka 2

Korak 1: Unos podataka o vetroelektranama.

Klikom na dugme „Electricity Only“ otvara se sledeći prozor:



Upisom u polje „RES Capacity“ zadaje se željena vrednost nominalne snage vetroelektrana.

Tabela 3.8 Rešenje Zadatka 2 - Korak 1

Korak 2: Promena fajla časovne distribucije.

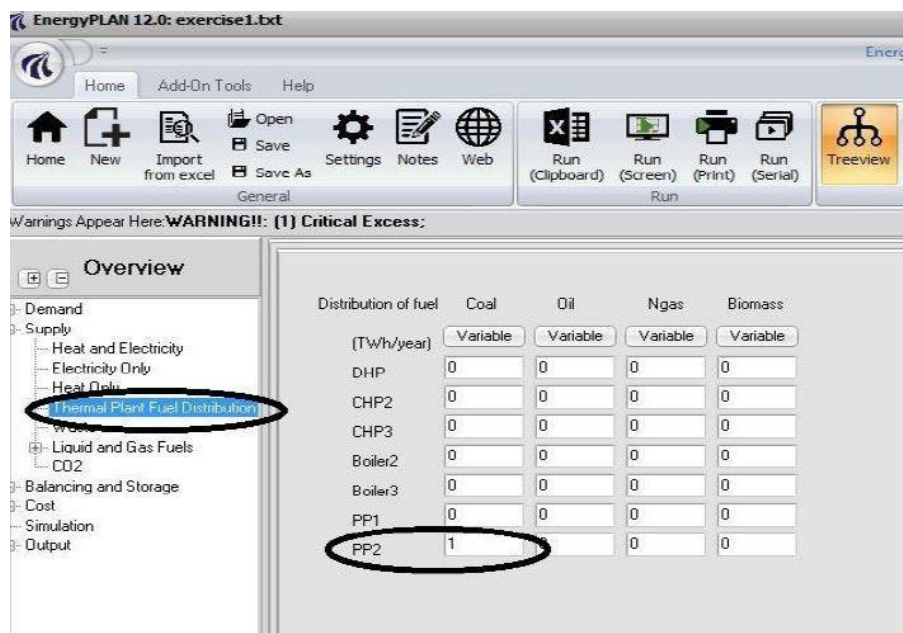
U okviru prozora „Intermittent Renewable Energy“ klikom na dugme „Change“ menja se časovna distribucija kao u koraku 5. Zadatka 1.

Tabela 3.9 Rešenje Zadatka 2 - Korak 2

Korak 3: Unos podataka o termoelektranama.

Upisom u polje „Condensing PP2“ zadaje se željena vrednost nominalne snage vetroelektrana.

Klikom na dugme „Thermal Plant Fuel Distribution“ otvara se sledeći prozor:



U okviru polja „PP2“ upisuje se vrednost 1.

Tabela 3.10 Rešenje Zadatka 2 - Korak 3

Korak 4: Proračun i čitanje rezultata.

Input exercise1.txt **The EnergyPLAN model 12.0**

Electricity demand (TWh/year): Fixed demand 49.00, Flexible demand 0.00, Electric heating + HP 0.00, Transportation 0.00, Electric cooling 0.00, Total 49.00 District heating (TWh/year): Gr.1 0.00, Gr.2 0.00, Gr.3 0.00, Sum 0.00 District heating demands: Solar Thermal 0.00, Industrial CHP (CSHP) 0.00, Demand after solar and CSHP 0.00 Wind 2000 MW, Photo Voltais 0 MW, Wave Power 0 MW, River Hydro 0 MW, Hydro Power 0 MW, Geothermal/Nuclear 0 MW	Capacities: MW-e, MJA, elec. Ther, COP Group 2: CHP 0, Heat Pump 0, Boiler 0 Group 3: CHP 0, Heat Pump 0, Boiler 0, Condensing 0 Heatstorage: gr.2 0 GWh, Fixed Boiler: gr.2 0.0 Per cent, gr.3 0 GWh, gr.3 0.0 Per cent Electricity prod. from: CSHP Waste (TWh/year): Gr.1 0.00, Gr.2 0.00, Gr.3 0.00	Regulation Strategy: KEON regulation 00003000 Minimum stabilisation share 0.00 Stabilisation share of CHP 0.00 Minimum CHP gr.3 load 0 MW Minimum PP 0 MW Heat Pump maximum share 0.80 Maximum import/export 0 MW Disr. Name: Hour_nordpool.dk Addition factor 0.00, Multiplication factor 2.00, Dependency factor 0.00 Average Market Price 227, Gas Storage 0 GWh, Syngas capacity 0 MW, Biogas max to grid 0 MW	Fuel Price level: Basic Capacities Storage Efficiency: MW-e, GWh, elec. Ther. Hydro Pump 0, Hydro Turbines 0, Electro. Gr.2 0, Electro. Gr.3 0, Electro. trans. 0, Ey. Micro-CHP 0, CAES fuel ratio: 0.00 Transport 0.00, Household 0.00, Industry 0.00, Various 0.00, Coal 0.00, Oil 0.00, N-gas 0.00, Biomass 0.00
--	---	---	---

Output WARNING!!: (1) Critical Excess:

	District Heating										Electricity																				Exchange						
	Demand					Production					Consumption										Production											Balance				Payment	
	Distr. heating	Solar	Waste	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	EA	Elec. demand	Flex. & trans	Elec. transport	Elec. CHP	Hydro	Tur	RES	Hydro	Geo.	Waste	CSHP	CHP	PP	Stab.	Load	Imp.	Exp.	CEEP	EEP	Imp		Exp					
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8211	0	0	0	0	0	399	0	0	0	0	5913	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8210	0	0	0	0	0	810	0	0	0	0	5803	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8080	0	0	0	0	0	499	0	0	0	0	5593	100	0	1	1	0	0	0	0	0	0					
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5456	0	0	0	0	0	375	0	0	0	0	5081	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5155	0	0	0	0	0	395	0	0	0	0	4789	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5091	0	0	0	0	0	394	0	0	0	0	4907	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4658	0	0	0	0	0	294	0	0	0	0	4362	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5297	0	0	0	0	0	399	0	0	0	0	4980	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5395	0	0	0	0	0	373	0	0	0	0	4982	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2016	0	0	0	0	0	032	0	0	0	0	4954	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9981	0	0	0	0	0	037	0	0	0	0	5343	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5934	0	0	0	0	0	424	0	0	0	0	5511	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5570	0	0	0	0	0	447	0	0	0	0	5131	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6730	0	0	0	0	0	2003	0	0	0	0	3585	100	0	814	814	0	0	0	0	0	0					
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
TWh/year	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	49.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.93	0.00	0.00	0.00	45.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						

FUEL BALANCE (TWh/year):												CO ₂ emission (Mt)											
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu/Hydro	Waste	EAES	BioCon	Synthetic	Fuel	Wind	PV	Wave	Tide	Solar TI	Transpouseh	Various	Household	Industry	Corrected	CO2 Total	CO2 Netto
Coal	-	-	-	-	-	100.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.16	0.00	0.00	34.25	34.25
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.93	-	-	-	-	-	-	-	3.93	0.00	0.00	0.00	0.00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	-	-	-	-	-	100.16	-	-	-	-	3.93	-	-	-	-	-	-	-	104.09	0.00	0.00	34.25	34.25

Dobijeni su sledeći rezultati:

Proizvodnja iz vetroelektrana = 11,79 TWh/god

Proizvodnja iz termoelektrana = 45,07 TWh/god

Potrošnja uglja = 100,16 TWh/god

Emisije CO₂ = 34,25 Mt

Tabela 3.11 Rešenje Zadatka 2 - Korak 4

Zadatak 3: Ponoviti proračun dodavanjem podataka o daljinskom grejanju i individualnom grejanju domaćinstava

Koristiti iste podatke kao u Zadatku 2 i dodati podatke o potrošnji energije na daljinsko grejanje od 39,18 TWh iz uljnih radijatora i potrošnji energije na individualno grejanje domaćinstava od 23,07 TWh podeljenih na 0,01 pomoću uglja, 6,72 pomoću ulja, 9,05 pomoću prirodnog gasa i 7,29 pomoću biomase. Koristiti efikasnosti koje se već nalaze u modelu.

Pitanje 3.1: Kolika je neto godišnja potrošnja energije na grejanje za individualna domaćinstva?

Pitanje 3.2: Kolika je vršna časovna vrednost potrošnje energije za grejanje?

Pitanje 3.3: Koliko je godišnje snabdevanje primarnom energijom ovog sistema? Kolike su godišnje emisije CO₂?

Rešenje Zadatka 3

Korak 1. Upis podataka o individualnom grejanju domaćinstava.

Klikom na dugme „Heating“ otvara se sledeći prozor:

Distributor:	Fuel Consumption		Efficiency Thermal	Heat Demand	Efficiency Electric	Capacity Limit	Estimated Electricity Production	Heat Storage	Solar Thermal		
	Input	Output							Share	Input	Output
Coal boiler:	0.01	0.01	0.8	0.01				0	1	0	0.00
Oil boiler:	6.72	6.72	0.85	5.71				0	1	0	0.00
Ngas boiler:	9.05	9.05	0.8	8.16				0	1	0	0.00
Biomass boiler:	7.29	7.29	0.8	5.83				0	1	0	0.00
H2 micro CHP:	0.00	0.0	0	0.3	1	0.00		0	1	0	0.00
Ngas micro CHP:	0.00	0.0	0	0.3	1	0.00		0	1	0	0.00
Biomass micro CHP:	0.00	0.0	0	0.3	1	0.00		0	1	0	0.00
Heat Pump:											
Electric heating:											
Total Individual:		23.07		18.70			0.00				0.00

District Heating:			
Group 1	Group 2	Group 3	Total
Production: 39.18	0	0	39.18

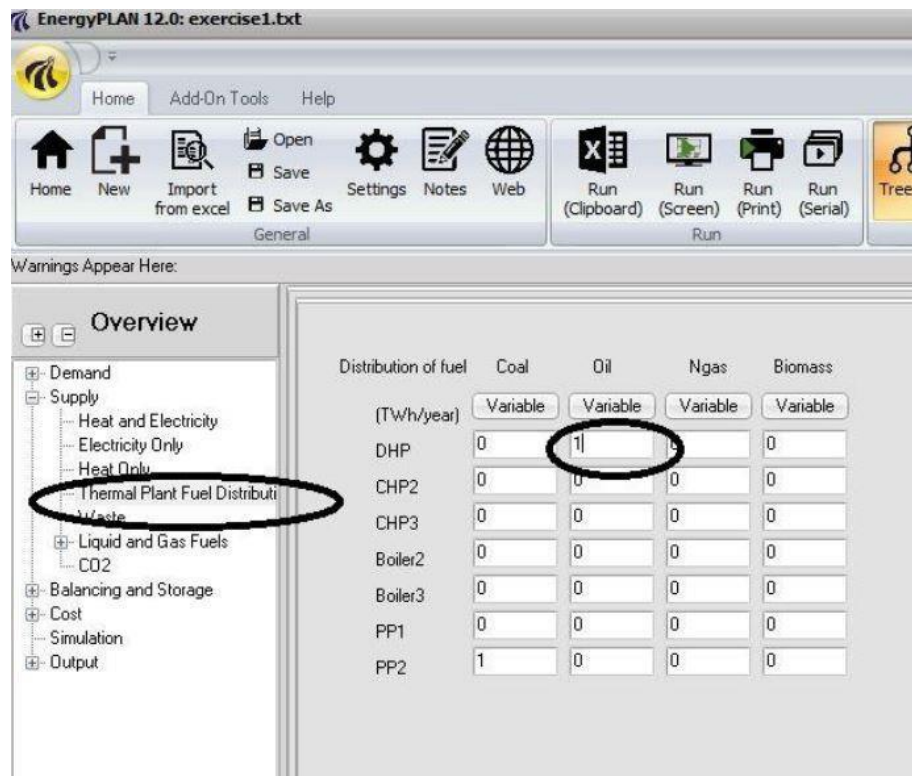
U polja „Coal Boiler“, „Oil Boiler“, „Ngas boiler“, „Biomass“ i „Production group 1“ upisuju se podaci o grejanju dati u zadatku.

Potrebno je da potrošnja bude podešena na „hour-distr-heat“.

Tabela 3.12 Rešenje Zadatka 3 - Korak 1

Korak 2: Unos podataka o parnom grejanju.

Klikom na dugme „Thermal Plant Fuel Distribution“ otvara se sledeći prozor:



U okviru polja „DHP oil“ upisuje se vrednost 1.

Tabela 3.13 Rešenje Zadatka 3 - Korak 2

Korak 3: Proračun i čitanje rezultata.

Input		exercise 1.txt		The EnergyPLAN model 12.0														
Electricity demand (TWh/year)	Flexible demand	0.00		Group 2:	Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy	Technical regulation no. 1	Fuel Price level:	Basic	Capacities Storage Efficiency							
Fixed demand	49.00	Fixed Imp/exp.	0.00	C-P	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	CDP	00000000	MW-e	GWh	elec.	Ther.				
Electric heating + HP	0.00	Transportation	0.00	Heat Pump	0	0	0.40	0.90		Minimum Stabilisation share	0.00							
Electric cooling	0.00	Total	49.00	Boiler	0	0	0.90			Stabilisation share of CHP	0.00							
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Group 3:					Minimum CHP gr 3 load	0 MW							
District heating demand	39.18	0.00	0.00	39.18	C-P	0	0	0.40	0.50	Minimum PP	0 MW							
Solar Thermal	0.00	0.00	0.00	0.00	Heat Pump	0	0	0.90	3.00	Heat Pump maximum share	0.50							
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Boiler	0	0	0.90		Maximum import/export	0 MW							
Demand after solar and CSHP	39.18	0.00	0.00	39.18	Condensing	0	0	0.45		Distr. Name:	Hour_norpool/bt							
Wind	2000 MW	3.00 TWh/year	0.00 Grid		Heatstorage: gr.2	0 GWh	gr.3D GWh			Addition factor	0.00 DKk/MWh							
Photo Voltaic	0 MW	0 TWh/year	0.00 stabil-		Fixed Boiler: gr.2	0.00 Per cent	gr.3D Per cent			Multiplication factor	2.00							
Wave Power	0 MW	0 TWh/year	0.00 nation		Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)			Dependency factor	0.00 DKk/MWh or MW							
River Hydro	0 MW	0 TWh/year	0.00 share		Gr.1:	0.00 0.00				Average Market Price	227 DKk/MWh							
Hydro Power	0 MW	0 TWh/year			Gr.2:	0.00 0.00				Gas Storage	0 GWh							
Geothermal/Nuclear	0 MW	0 TWh/year			Gr.3:	0.00 0.00				Syngas capacity	0 MW							
										Biogas max to grid	0 MW							
										CAES fuel ratio:	0.000							
										Transport	0.00 0.00 0.00 0.00							
										Household	0.01 8.72 0.06 7.20							
										Industry	0.00 0.00 0.00 0.00							
										Various	0.00 0.00 0.00 0.00							

Output		WARNING!!: (1) Critical Excess:																														
Demand		Production							Consumption							Electricity				Exchange												
District heating	Waste-	Solar	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Balance	Elec. demand	Flex. & Transp.	HP	Electrolyser	EH	Hydro Pump	Turbine	RES	Hydro	Geo-thermal	Waste-CHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Payment Imp	Exp		
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK	Million DKK		
January	7003	0	0	7003	0	0	0	0	0	0	0211	0	0	0	0	0	0	0	389	0	0	0	0	5813	100	0	0	0	0	0	0	
February	7139	0	0	7139	0	0	0	0	0	0	8213	0	0	0	0	0	0	0	810	0	0	0	0	5802	100	0	0	0	0	0	0	
March	8151	0	0	8151	0	0	0	0	0	0	8063	0	0	0	0	0	0	0	489	0	0	0	0	5593	100	0	1	1	0	0	0	
April	4095	0	0	4095	0	0	0	0	0	0	5400	0	0	0	0	0	0	0	375	0	0	0	0	5081	100	0	0	0	0	0	0	
May	3012	0	0	3012	0	0	0	0	0	0	5155	0	0	0	0	0	0	0	368	0	0	0	0	4780	100	0	0	0	0	0	0	
June	2202	0	0	2202	0	0	0	0	0	0	5081	0	0	0	0	0	0	0	384	0	0	0	0	4987	100	0	0	0	0	0	0	
July	1759	0	0	1759	0	0	0	0	0	0	4095	0	0	0	0	0	0	0	204	0	0	0	0	4392	100	0	0	0	0	0	0	
August	1853	0	0	1853	0	0	0	0	0	0	2287	0	0	0	0	0	0	0	368	0	0	0	0	4900	100	0	0	0	0	0	0	
September	2811	0	0	2811	0	0	0	0	0	0	5555	0	0	0	0	0	0	0	373	0	0	0	0	4282	100	0	0	0	0	0	0	
October	4058	0	0	4058	0	0	0	0	0	0	5615	0	0	0	0	0	0	0	582	0	0	0	0	4944	100	0	0	0	0	0	0	
November	5727	0	0	5727	0	0	0	0	0	0	5881	0	0	0	0	0	0	0	837	0	0	0	0	5343	100	0	0	0	0	0	0	
December	6021	0	0	6021	0	0	0	0	0	0	5024	0	0	0	0	0	0	0	424	0	0	0	0	5511	100	0	0	0	0	0	0	
Average	4400	0	0	4400	0	0	0	0	0	0	5578	0	0	0	0	0	0	0	447	0	0	0	0	5131	100	0	0	0	0	0	0	
Maximum	7932	0	0	7932	0	0	0	0	0	0	8733	0	0	0	0	0	0	0	2300	0	0	0	0	6595	100	0	914	914	0	0	0	
Minimum	1837	0	0	1837	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	
TWh/year	39.18	0.00	0.00	39.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	49.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.93	0.00	0.00	0.00	0.00	45.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
FUEL BALANCE (TWh/year)																																
	DHP	CHF2	CHF3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu	Hydro	Waste	CAES	BioCon	Synthetic																				
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Oil	43.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H2 etc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	43.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Dobijeni su sledeći rezultati:

Snabdevanje primarnom energijom = 170,69 TWh/god

Emisije CO₂ = 49,49 Mt

Tabela 3.14 Rešenje Zadatka 3 - Korak 3

Zadatak 4: Ponoviti proračun dodavanjem podataka o potražnji goriva i proizvodnji toplotne i električne energije

Koristiti podatke iz Zadatka 3 i dodati potražnju industrijskog ulja od 53,66 TWh podeljenih na 3,37 pomoću uglja, 16,92 pomoću ulja, 18,19 pomoću prirodnog gasa i 5,18 pomoću biomase (uključujući gorivo za grejanje i proizvodnju električne energije). Uneti podatke o industrijskoj proizvodnji toplotne energije od 1,73 TWh i proizvodnji električne energije od 2,41 TWh. Koristiti fajl „const“.

Pitanje 4.1: Koliko je godišnje snabdevanje primarnom energijom ovog sistema? Kolike su godišnje emisije CO₂?

Pitanje 4.2: Koliko je godišnje snabdevanje primarnom energijom ovog sistema i kolike su godišnje emisije CO₂ ako nema daljinskog grejanja i proizvodnje električne energije iz industrije?

Rešenje Zadatka 4

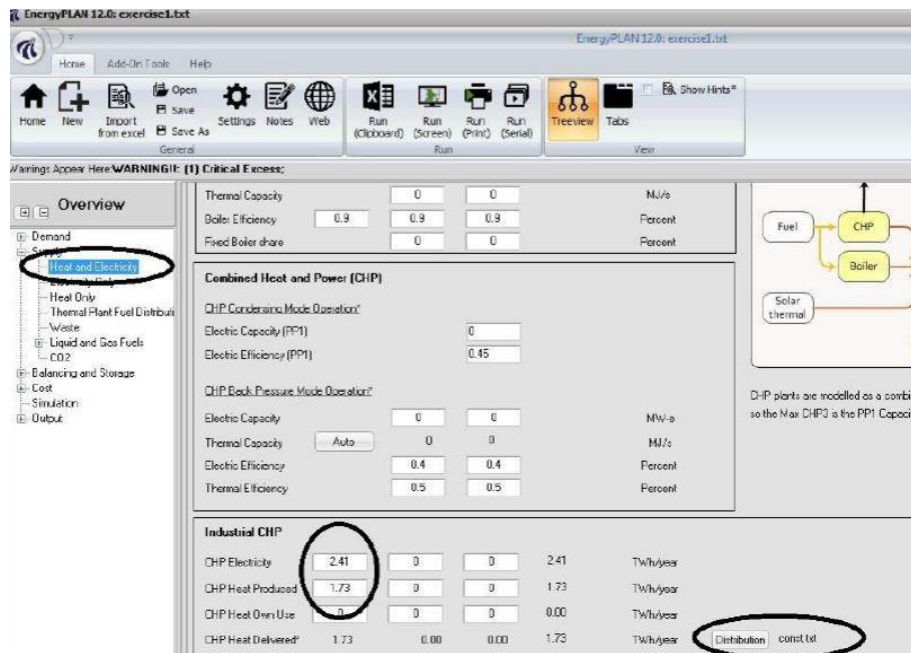
Korak 1. Upis podataka o potrošnji goriva.

Klikom na dugme „Industry and Fuel“ otvara se sledeći prozor i vrši upis podataka iz zadatka:

The screenshot shows the EnergyPLAN 12.0 software interface. The main window is titled "EnergyPLAN 12.0: exercise1.txt". The interface includes a ribbon menu with options like Home, Add-On Tools, and Help. Below the ribbon, there are icons for Home, New, Import from excel, Open, Save, Save As, Settings, Notes, Web, Run (Clipboard), Run (Screen), Run (Print), and Run (Serial). A warning message is visible: "Warnings Appear Here: WARNING!! (1) Critical Excess:". The left sidebar shows a tree view with categories like Demand, Supply, Balancing and Storage, Cost, Simulation, and Output. Under Demand, "Industry and Fuel" is selected and circled. The main area displays the "Industry and Other Fuel Consumption" dialog box with a table of input fields.

TWh/year	Industry	Vaiious*	Fuel Losses*
Coal	3.37	0	0
Oil	26.92	0	0
Ngas	18.19	0	0
Biomass	5.18	0	0

Klikom na dugme „Thermal Plant Fuel Distribution“ otvara se sledeći prozor:



Upisom u polja „CHP Electricity“ i „CHP Heat Produced“ zadaje se vrednosti date u zadatku.

Potrebno je da potrošnja bude podešena na „const.txt“.

Tabela 3.15 Rešenje Zadatka 4 - Korak 1

Korak 2: Proračun i čitanje rezultata.



Dobijeni su sledeći rezultati:

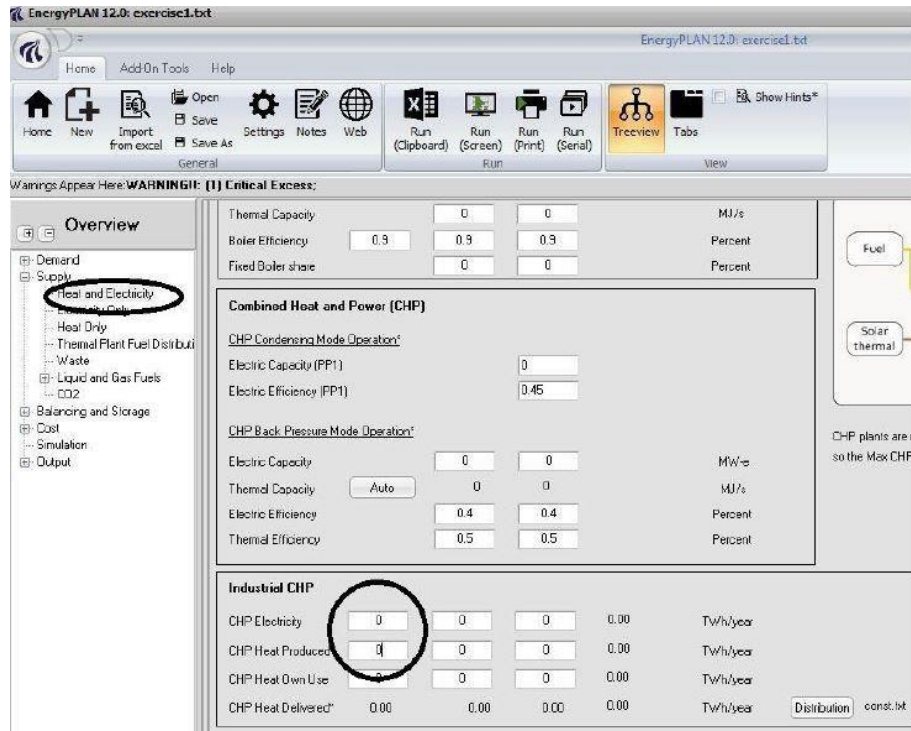
Snabdevanje primarnom energijom = 217,07 TWh/god

Emisije CO₂ = 59,19 Mt

Tabela 3.16 Rešenje Zadatka 4 - Korak 2

Korak 3: Promena podataka o daljinskom grejanju i proizvodnji struje

Ponoviti korake 1 i 2:



Dobijeni su sledeći rezultati:

Snabdevanje primarnom energijom = 224,35 TWh/god

Emisije CO₂ = 61,53 Mt

Tabela 3.17 Rešenje Zadatka 4 - Korak 3

Zadatak 5: Ponoviti proračun dodavanjem podataka o potražnji goriva za transport

Koristiti podatke iz Zadatka 4 i dodati podatke o potražnji goriva za transport od 13,25 TWh za gorivo za avione, 27,50 TWh za dizel i 28,45 TWh za benzin.

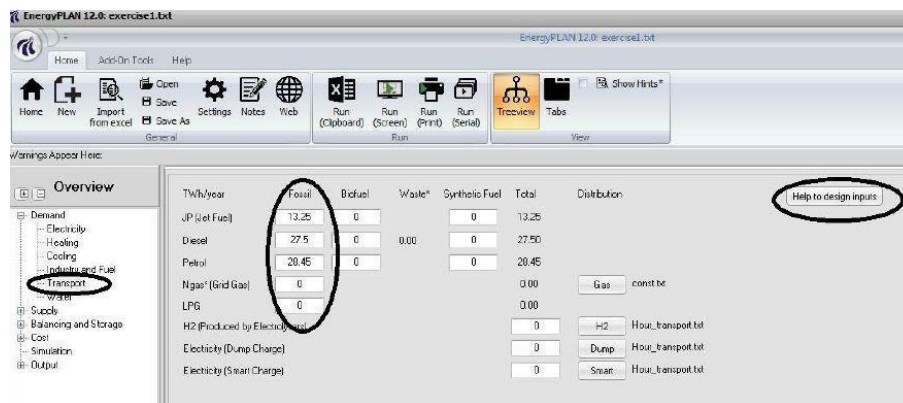
Pitanje 5.1: Pretpostavljajući da je prosečna efikasnost automobila 1,5 km/kWh, kolika je potražnja dizela i benzina u km/god?

Pitanje 5.2: Koliko je godišnje snabdevanje primarnom energijom ovog sistema? Kolike su godišnje emisije CO₂?

Rešenje Zadatka 5

Korak 1: Unos podataka o potražnji goriva za transport.

Klikom na dugme „Transport“ otvara se sledeći prozor:



U polja „JP“, „Diesel“ i „Petrol“ upisuju se podaci zadati u tekstu zadatka.

Tabela 3.18 Rešenje Zadatka 5 - Korak 1

Korak 2: Proračun godišnjeg zahteva za transportom u km/god.

Klikom na dugme „Help to design inputs“ otvara se sledeći prozor:



Odgovor na Pitanje 5.1 je 84.000.000.000 km/god.

Tabela 3.19 Rešenje Zadatka 5 - Korak 2

Korak 3: Proračun i čitanje rezultata.

Dobijeni su sledeći rezultati:

Snabdevanje primarnom energijom = 286,27 TWh/god

Emisije CO₂ = 77,62 Mt

Tabela 3.20 Rešenje Zadatka 5 - Korak 3

4 Energetski sistem Srbije

U okviru energetskog sistema Republike Srbije obavlja se eksploatacija domaće primarne energije (uglja, nafte, prirodnog gasa, obnovljivih izvora energije), uvoz primarne energije (pre svega nafte i prirodnog gasa), proizvodnja električne i toplotne energije, eksploatacija i sekundarna prerada uglja, kao i transport i distribucija energije i energenata do krajnjih potrošača finalne energije.

Energetski sistem Republike Srbije čine:

- Sektor nafte, u okviru koga se vrši: eksploatacija domaćih rezervi nafte; obavlja uvoz, transport i prerada sirove nafte i naftnih derivata; distribucija i prodaja/izvoz derivata nafte.
- Sektor prirodnog gasa, u okviru koga se osim uvoza gasa, obavlja eksploatacija domaćih rezervi prirodnog gasa, njihova primarna prerada, sakupljanje, transport i distribucija do krajnjih potrošača gasa.
- Sektor uglja, u okviru koga se vrši eksploatacija i prerada uglja. Eksploatacija uglja odvija se u rudnicima sa površinskom eksploatacijom uglja, rudnicima sa podzemnom eksploatacijom uglja i rudniku sa podvodnom eksploatacijom uglja.
- Elektroenergetski sektor koji sačinjavaju: elektroenergetski izvori za proizvodnju električne energije - termoelektrane, termoelektrane-toplane i hidroelektrane, kao i sistemi za prenos električne energije, preko kojih se vrši prenos električne energije proizvedene u zemlji i obavlja snabdevanje krajnjih potrošača električnom energijom.
- Sistem daljinskog grejanja koji postoji u 57 gradova Srbije. Pored toga u sistemu industrijske energetike nalaze se toplotni izvori, koji se koriste za proizvodnju tehnološke pare i toplotne energije za potrebe proizvodnih procesa i za grejanje radnog prostora. U oko 30 industrijskih preduzeća Srbije postoje energane koje omogućuju spregnutu proizvodnju toplotne i električne energije. [6]

4.1 Potrošnja električne energije i izvoz

U Srbiji je u 2017. godini proizvedeno 34,4 TWh električne energije, a bruto potrošnja električne energije je iznosila 35,5 TWh. Potrošnja krajnjih kupaca je bila 29,3 TWh, a ostatak je potrošen na rad elektrana, potrebe pumpanja u reverzibilnoj hidroelektrani i pumpnom postrojenju i za nadoknadu gubitaka električne energije u mrežama za prenos i distribuciju

električne energije i za izvoz. U 2017. godini je uvezeno 3,2 TWh uglavnom u zimskim mesecima, a izvezeno oko 2,5 TWh.

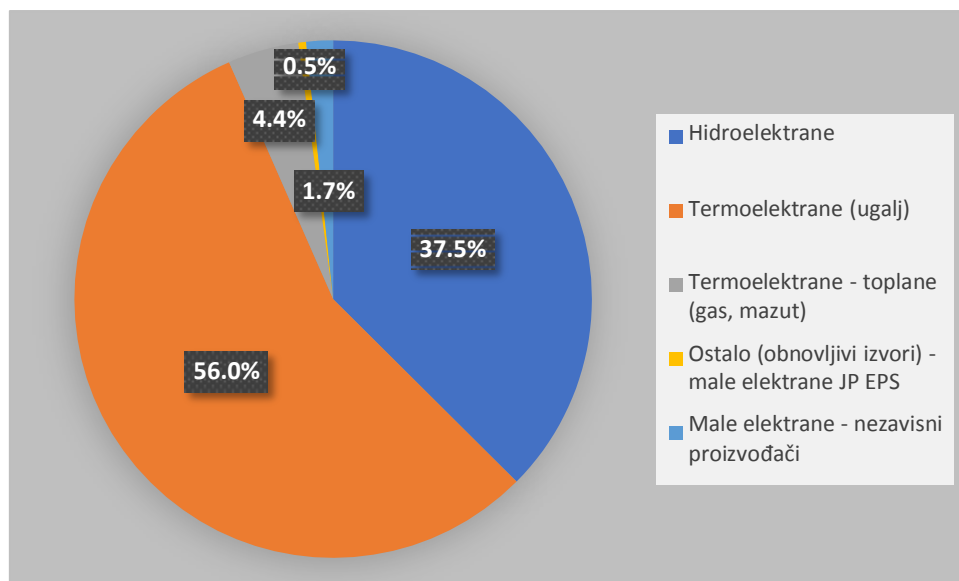
4.2 Kapaciteti za proizvodnju

Ukupna neto instalisana snaga u Srbiji 2017. godine je bila 7.838 MW, bez onih na teritoriji APKM (Autonomna pokrajina Kosovo i Metohija), uključujući i elektrane nezavisnih proizvođača (Tabela 4.1). U okviru JP „EPS“, koji je dominantan proizvođač električne energije, u termoelektranama na lignit, instalisano je 4.386 MW, u hidroelektranama 2.936 MW, u termoelektranama-toplanama na prirodni gas ili mazut 347 MW i u okviru malih hidroelektrana povezanih na distributivni sistem 38 MW. Lignit za termoelektrane se proizvodi na površinskim kopovima koji su u sastavu JP „EPS“.

Tehnologija	Instalisana snaga (MW)
Hidroelektrane	2936
Termoelektrane (ugalj)	4386
Termoelektrane-toplane (gas, mazut)	347
Gasne elektrane	-
Nuklearne elektrane	-
Ostalo (obnovljivi izvori) - male elektrane JP „EPS“	38
Male elektrane - nezavisni proizvođači	131
Ukupna instalisana snaga	7838

Tabela 4.1 Kapaciteti za proizvodnju električne energije u 2017. godini u Srbiji (bez APKM)

Struktura proizvodnih kapaciteta bez elektrana na teritoriji APKM prikazana je na Slici 4.1. učešće termoelektrana (TE) i termoelektrana-toplana (TE-TO) je 60,4%, hidroelektrana (HE) koje su priključene na prenosni sistem 37,5% i oko 2% instalisanih kapaciteta su male hidroelektrane priključene na distributivni sistem.



Slika 4.1 Struktura proizvodnih kapaciteta u 2017. godini u Srbiji (bez APKM)

JP „Elektroprivreda Srbije“ u svom sastavu ima 22 termobloka, 49 hidroagregata, 1 reverzibilnu hidroelektaranu sa 2 agregata i 1 pumpno postrojenje sa 2 pumpe.

Pored proizvodnih kapaciteta JP „EPS“, na mrežu elektrodistribucija je priključeno i 216 malih elektrana ukupne instalisane snage 129,5 MW, koje su u vlasništvu drugih pravnih i fizičkih lica. [7]

5 Proračun elektroenergetskog sistema Srbije sa podacima iz 2017. godine u programu EnergyPLAN

Prikupljanje podataka potrebnih za proračun elektroenergetskog sistema Srbije nije lak zadatak, a nedostatak podataka predstavlja veliki problem pri modelovanju.

Od velikog značaja za proračun su bili Izveštaji o radu agencije za energetiku [7], Energetski bilansi [8], kao i podaci dobijeni iz Tržišta električne energije, JP „EPS“ [9].

Dalje će biti prikazan unos podataka o elektroenergetskom sistemu Srbije iz 2017. godine, kao i rezultati koji su dobijeni. Unosi koji nisu pomenuti ne postoje za Srbiju, ili ne postoje pouzdani podaci.

5.1 Unos podataka

U okviru kartice Demand - Electricity uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

- Potrošnja električne energije: 34,4 TWh/god [7] (rs2017_konzum.txt) [9]
- Grejanje pomoću električne energije: 8,52 TWh/god (neophodno je upisati ove podatke zbog unosa podataka u okviru kartice Demand - Heating koji je opisan u daljem tekstu)
- Uvoz i izvoz električne energije: 0,7 TWh/god [7] (rs2017_razmenaenergije.txt) [9]

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand:	34,4	TWh/year	Change distribution	rs2017_konzum.txt
Additional electricity demand	0	TWh/year	Change distribution	const.txt
Electric heating (IF included)	8,52	TWh/year	Subtract electric heating using distribution from 'individual' window	
Electric cooling (IF included)	0	TWh/year	Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window	
Elec. for Biomass Conversion	0,00	TWh/year	(Transferred from Biomass Conversion TabSheet)	
Elec. for Transportation	0,00	TWh/year	(Transferred from Transport TabSheet)	
Sum (excluding electric heating and cooling)	25,88	TWh/year		
Electric heating (individual)	8,52	TWh/year		
Electricity for heat pumps (individual)	0,09	TWh/year		
Electric cooling	0,00	TWh/year		
Flexible demand (1 day)	0	TWh/year	Max-effect	1000 MW
Flexible demand (1 week)	0	TWh/year	Max-effect	1000 MW
Flexible demand (4 weeks)	0	TWh/year	Max-effect	1000 MW
Fixed Import/Export	0,7	TWh/year	Change distribution	rs2017_razmenaenergije.txt
Total electricity demand*	35,19	TWh/year		

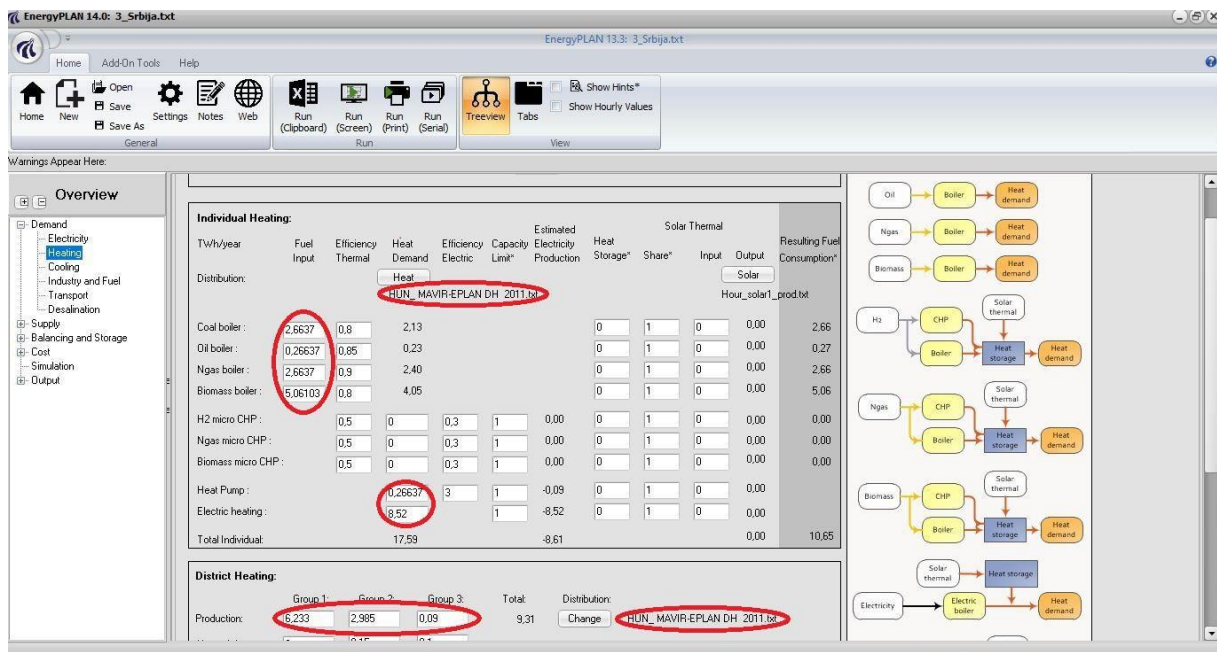
Diagram: Import/Export fixed and variable → Electricity demand

Slika 5.1 Unos podataka - kartica Demand - Electricity

U okviru kartice Demand - Heating uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

- Potrošnja energije na individualno grejanje: _HUN_ MAVIR-EPLAN DH 2011.txt [10]
- Potrošnja uglja za individualno grejanje: 2,6637 TWh/god [11] [12]
- Potrošnja ulja za individualno grejanje: 0,26637 TWh/god [11] [12]
- Potrošnja prirodnog gasa za individualno grejanje: 2,6637 TWh/god [11] [12]
- Potrošnja biomase za individualno grejanje: 5,06103 TWh/god [11] [12]
- Individualno grejanje iz toplotnih pumpi: 0,26637 TWh/god [11] [12]
- Električna energija korišćena za individualno grejanje: 8,52 TWh/god [11]
- Potrošnja energije na daljinsko grejanje: _HUN_ MAVIR-EPLAN DH 2011.txt [10] [12]
- Daljinsko grejanje iz toplana: 6,233 TWh/god [8]
- Daljinsko grejanje iz energana: 2,985 TWh/god [8]
- Daljinsko grejanje iz termoelektrana-toplana: 0,09 TWh/god [8]

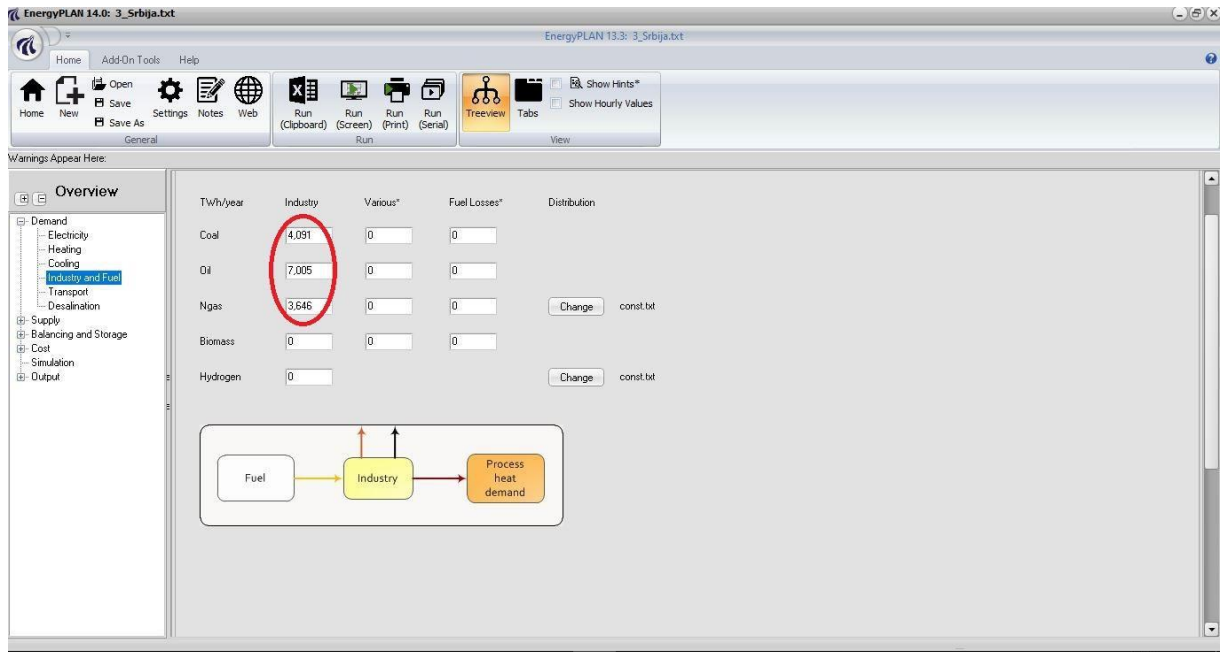
Podaci o daljinskom grejanju za Srbiju nisu poznati, usled čega su korišćeni podaci o daljinskom grejanju u Mađarskoj na osnovu broja stanovnika i godišnje potrošnje energije na daljinsko grejanje. [12]



Slika 5.2 Unos podataka - kartica Demand - Heating

U okviru kartice Demand - Industry and Fuel uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

- Potrošnja uglja: 4,091 TWh/god [8]
- Potrošnja ulja: 7,005 TWh/god [8]
- Potrošnja prirodnog gasa: 3,646 TWh/god [8]



Slika 5.3 Unos podataka - kartica Demand - Industry and Fuel

U okviru kartice Demand - Transport uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

- Potrošnja kerozina: 1,538 TWh/god [8]
- Potrošnja dizela: 17,146 TWh/god [8]
- Potrošnja benzina: 5,208 TWh/god [8]
- Potrošnja prirodnog gasa: 0,055 TWh/god [8]
- Potrošnja tečnog naftnog gasa: 1,545 TWh/god [8]

EnergyPLAN 14.0: 3_Srbija.txt

EnergyPLAN 13.3: 3_Srbija.txt

Home Add-On Tools Help

Home New Open Save Settings Notes Web Run (Clipboard) Run (Screen) Run (Print) Run (Serial) Treeview Tabs Show Hints* Show Hourly Values

Warnings Appear Here:

Overview

TWh/year	JP (Jet Fuel)	Diesel / DME	Petrol / Methanol	Ngas* (Grid Gas)	LPG	H2 (Produced by Electrolysis)	Electricity (Dump Charge)	Electricity (Smart Charge)
1,538	0	0	0	0,055	1,545	0	0	0
17,146	0	0,00	0	0	0	0	0	0
5,208	0	0	0	0	0	0	0	0
0,055	0	0	0	0	0	0	0	0
1,545	0	0	0	0	0	0	0	0

Electric Vehicle Specifications

Smart Charge Vehicles:

Max. share of cars during peak demand: 0,2

Capacity of grid to battery connection: 0 MW

Share of parked cars grid connected: 0,7

Efficiency (grid to battery): 0,9

Battery storage capacity: 0 GWh

Additional Specifications for Vehicle-to-Grid (V2G):

Capacity of battery to grid connection: 0 MW

Flow Diagram:

```

    graph LR
      Oil --> CC1[Combustion cars] --> TD1[Transport demand]
      Ngas --> CC2[Combustion cars] --> TD2[Transport demand]
      Biomass --> CC3[Combustion cars] --> TD3[Transport demand]
      H2storage[H2 storage] --> FC[FC] --> TD4[Transport demand]
  
```

Slika 5.4 Unos podataka - kartica Demand - Transport

U okviru kartice Supply - Heat and Electricity uneti su sledeći podaci:

- Nominalna snaga termoelektrana-toplana za grejanje: 505 MW [11]
- Nominalna snaga termoelektrana-toplana za proizvodnju električne energije: 347 MW [11]

EnergyPLAN 14.0: 3_Srbija.txt

Home Add-On Tools Help

Home New Open Save Settings Notes Web Run (Clipboard) Run (Screen) Run (Print) Run (Serial) Treeview Tabs Show Hourly Values

Warnings: Appear Here:

Overview

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit:
Electricity Production:					
District Heating Production:	6,23	2,98	0,09	9,31	TWh/year

Group 1 represents district heating systems with no CHP
 Group 2 represents district heating systems based on small CHP plants
 Group 3 represents district heating systems based on large CHP extraction plants

Boilers

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Unit:
Thermal Capacity	0	505		MJ/s
Boiler Efficiency	0,9	0,9	0,9	Percent
Fixed Boiler share	0	0	0	

Combined Heat and Power (CHP)

CHP Condensing Mode Operation*

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Unit:
Electric Capacity (PP1)		347		MW-e
Electric Efficiency (PP1)		0,45		

CHP Back Pressure Mode Operation*

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Unit:
Electric Capacity	0	0	0	MW-e
Thermal Capacity	Auto	0	0	MJ/s
Electric Efficiency		0,4	0,4	
Thermal Efficiency		0,5	0,5	

Industrial CHP

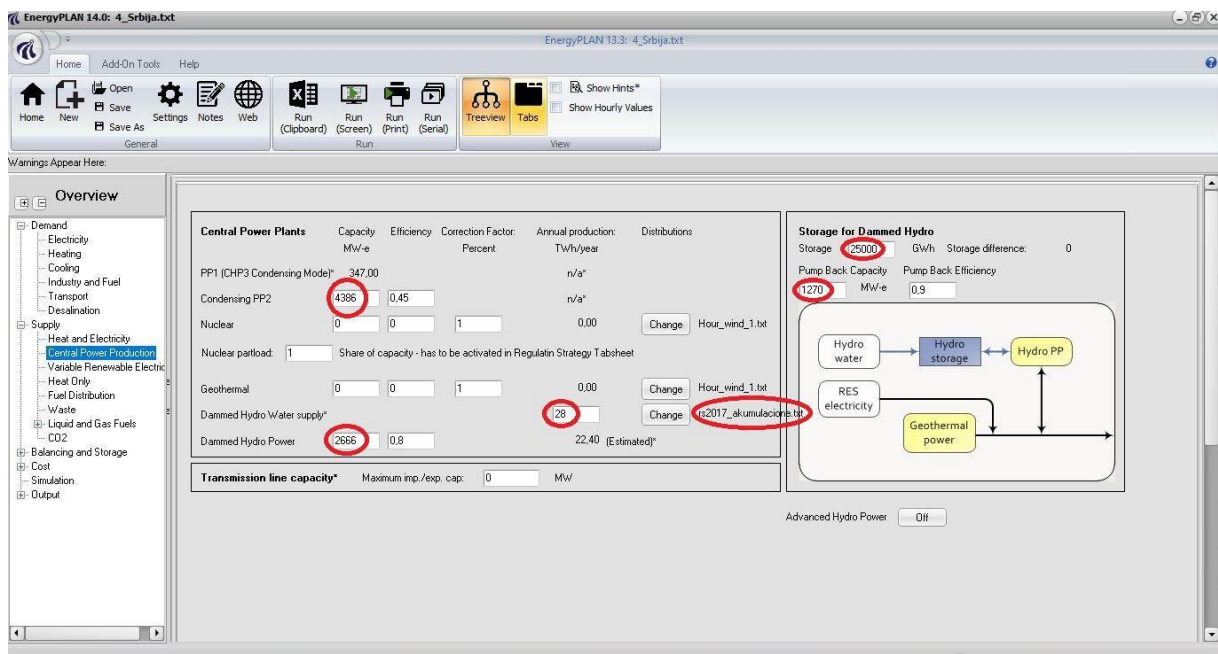
CHP plants are modelled as a combination of CHP back pressure and condensing plants so the Max CHP3 is the PP1 Capacity, which is:

Schematic diagram showing energy flow: Fuel, Solar thermal, CHP, Boiler, Heat pump/electric boiler, Electrolyser, Industry, Heat storage, Heat demand.

Slika 5.5 Unos podataka - kartica Supply - Heat and Electricity

U okviru kartice Supply - Central Power Production uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

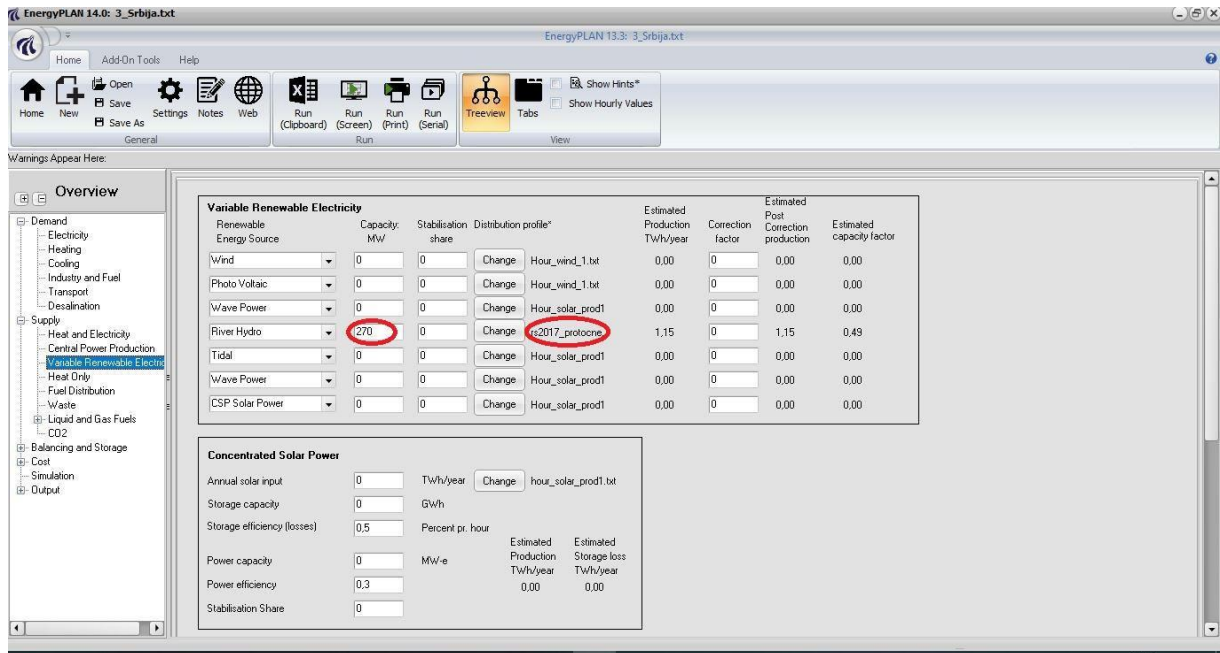
- Nominalna snaga termoelektrana: 6386 MW [7]
- Nominalna snaga akumulacionih hidroelektrana: 2666 MW [7]
- Ukupna proizvodnja električne energije akumulacionih hidroelektrana: 9,75 TWh/god [11]
- Snaga pumpi reverzibilnih hidroelektrana: 1270 MW [7]
- Ukupna akumulisana energija vode: 25000 GWh [6]
- Proizvodnja električne energije akumulacionih hidroelektrana na časovnom nivou: rs2017_akumulacione.txt [9]



Slika 5.6 Unos podataka - kartica Supply - Central Power Production

U okviru kartice Supply - Variable Renewable Electricity uneti su sledeći podaci na godišnjem nivou:

- Nominalna snaga protočnih hidroelektrana: 270 MW [11]
- Proizvodnja električne energije protočnih hidroelektrana na časovnom nivou: rs2017_protocne.txt [9]



Slika 5.7 Unos podataka - kartica Supply - Variable Renewable Electricity

5.2 Rezultati

Na sledećim slikama prikazani su rezultati proračuna značajni za elektroenergetski sistem.

The screenshot shows the 'Results' window of EnergyPLAN. The left pane displays key performance indicators, and the right pane shows a detailed breakdown of investment costs.

ANNUAL CO2 EMISSIONS (Mt):	
CO2-emission (total)	25.379
CO2-emission (corrected)	24.649

ANNUAL FUEL CONSUMPTIONS (TWh/year)		TOTAL HOUSEHOLDS:	
Fuel Consumption (total)	124.50		
Coal Consumption	22.92	2.66	
Oil Consumption	0.27	0.27	
NGas Consumption	24.07	2.66	
Biomass Consumption	21.22	5.06	
Nuclear Fuel Consumption	0.00		
Waste Input	0.00		
V2G Pre Load Hours	0.00		

ANNUAL COSTS (M DKK)			
Fuel ex. Ngas exchange	0		
Coal	0		
Fuel/Oil	0		
Gas/Oil/Diesel	0		
Petrol/JP	0		
Gas handling	0		
Biomass	0		
Food income	0		
Waste	0		
Ngas Exchange costs	0		
Marginal operation costs	0		
Electricity exchange	-75		
Import		96	
Export		0	
Bottleneck		0	
Fixed imp/exp		-171	
CO2 emission costs	0		
Variable costs	-75		
Fixed operation costs	0		
Annual Investment costs	0		
TOTAL ANNUAL COSTS	-75		

Slika 5.8 Rezultati godišnje emisije CO₂, godišnje potrošnje primarne energije i godišnje potrošnje uglja

The screenshot shows the 'Results' window of EnergyPLAN, displaying monthly average values and production capacities.

TOTAL FOR ONE YEAR (TWh/year):	
Annual	25.88

MONTHLY AVERAGE VALUES (HV):	
January	3496
February	3253
March	3070
April	3198
May	2806
June	2783
July	3047
August	2949
September	2145
October	2595
November	2786
December	3220

Annual Average	
Annual Average	5330
Annual Maximum	1064
Annual Minimum	-700

Slika 5.9 Rezultati maksimalnog iskorišćenja proizvodnih kapaciteta

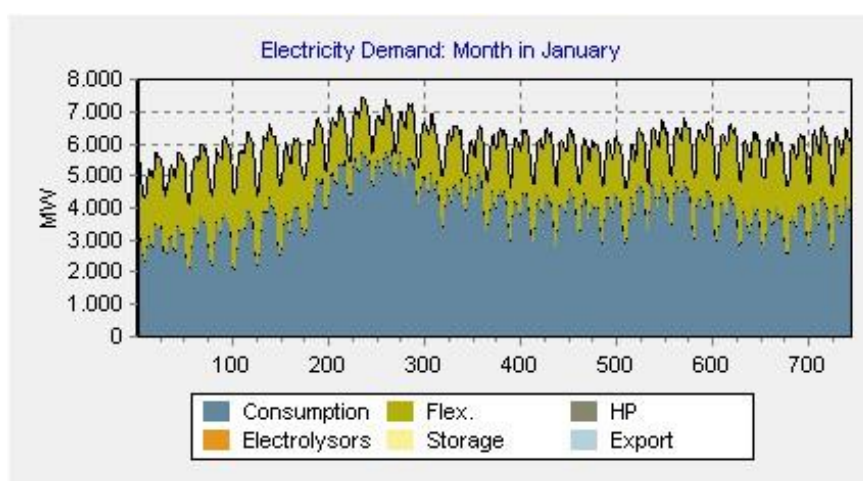
Sol3 Heat	Str Heat	Storage3 Heat	Balance3 Heat	Flexible Electr.	HP Electr.	CSHP Electr.	CHP Electr.	PP Electr.	PP2 Electr.	Nuclear Electr.	Geother. Electr.	Pump Electr.	Turbine Electr.	Rock in Electr.	Rock out Steam	Rock str Storage	Pumped Storage	ELT 2 Electr.	ELT ELT
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,05	22,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	347	4206	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	3357	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2454	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	1531	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	1647	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	1741	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	3499	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	3903	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	2605	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	347	4386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Slika 5.10 Rezultati godišnje proizvodnje termoelektrana

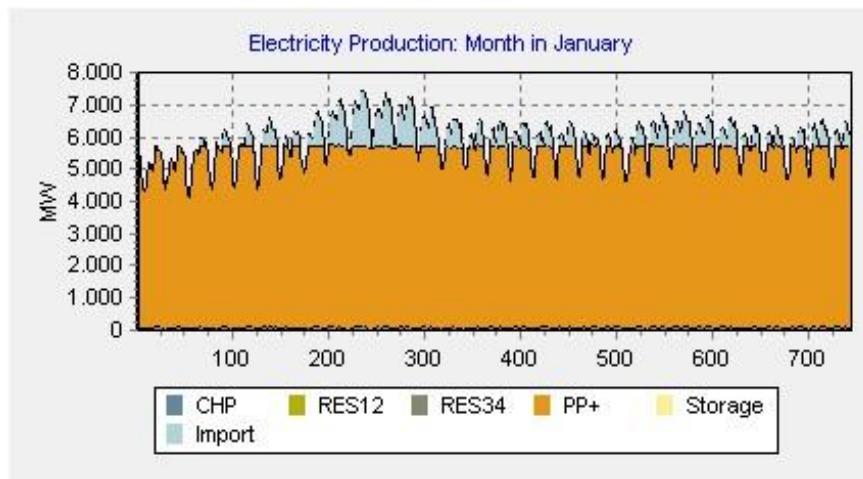
Rezultati dobijeni proračunom:

- Godišnja emisija CO₂: 25,379 TWh/god
- Godišnja potrošnja primarne energije: 124,5 TWh/god
- Godišnja potrošnja uglja: 22,92 TWh/god
- Maksimalno iskorišćenje proizvodnih kapaciteta: 5330 MW
- Godišnja proizvodnja termoelektrana: 22,88 TWh/god

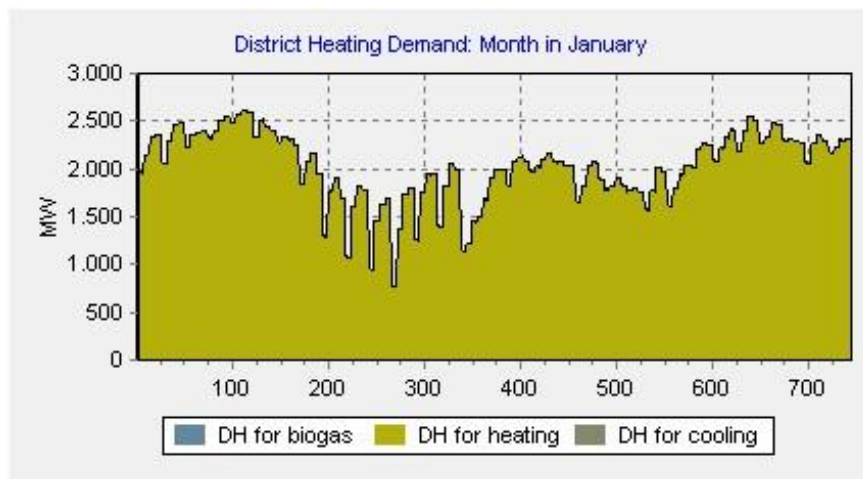
Na Slikama 5.11 - 5.15 prikazani su grafici dobijeni proračunom za mesec januar.



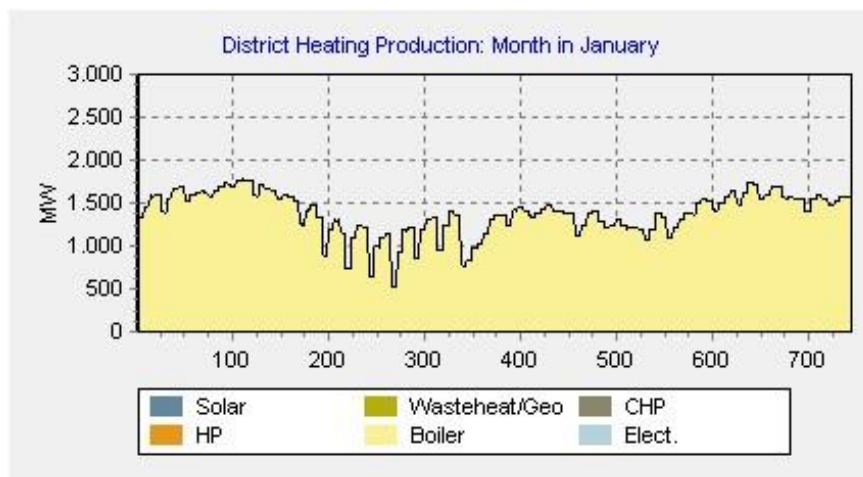
Slika 5.11 Grafik potrošnje električne energije za mesec januar



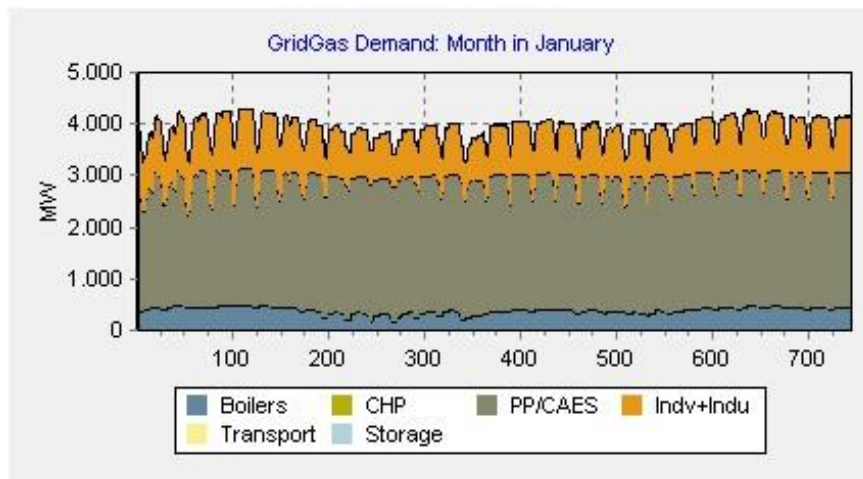
Slika 5.12 Grafik proizvodnje električne energije za mesec januar



Slika 5.13 Grafik potrošnje daljinskog grejanja za mesec januar

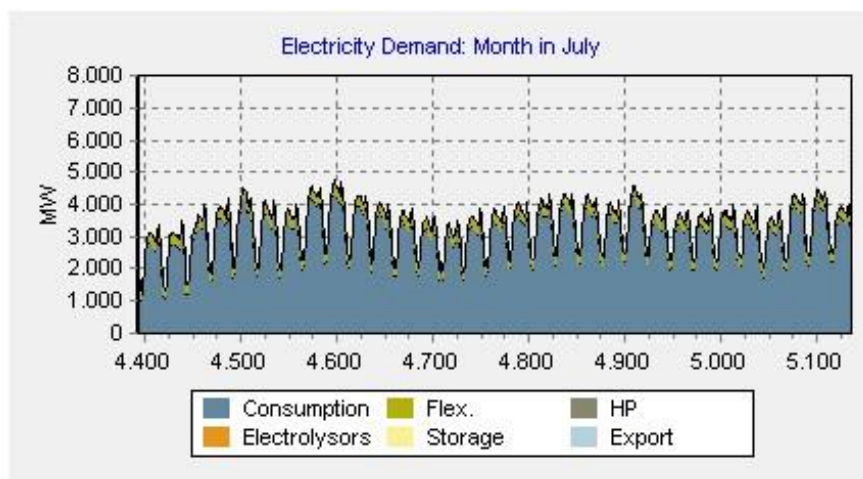


Slika 5.14 Grafik proizvodnje energije za daljinsko grejanje za mesec januar

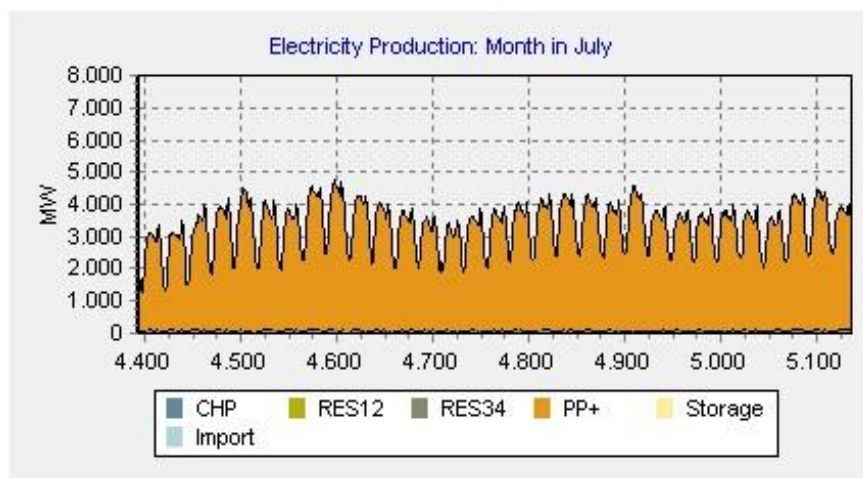


Slika 5.15 Grafik potrošnje goriva za mesec januar

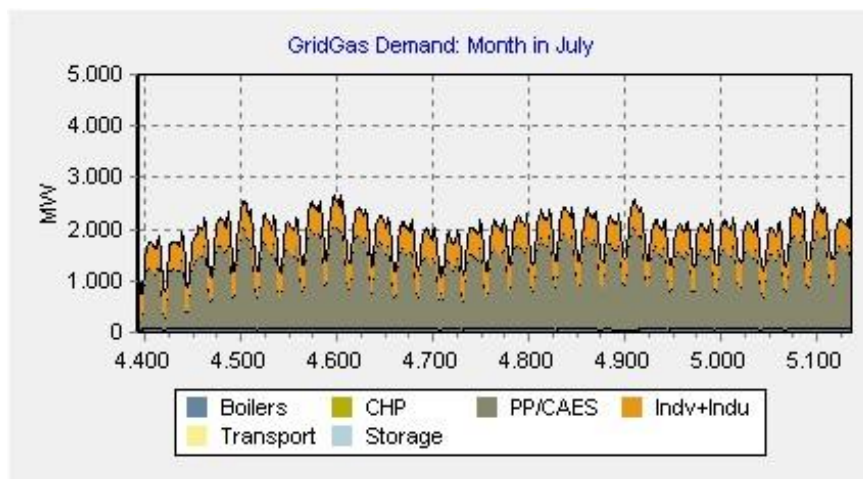
Na Slikama 5.16 - 5.18 prikazani su grafici dobijeni proračunom za mesec jul.



Slika 5.16 Grafik potrošnje električne energije za mesec jul



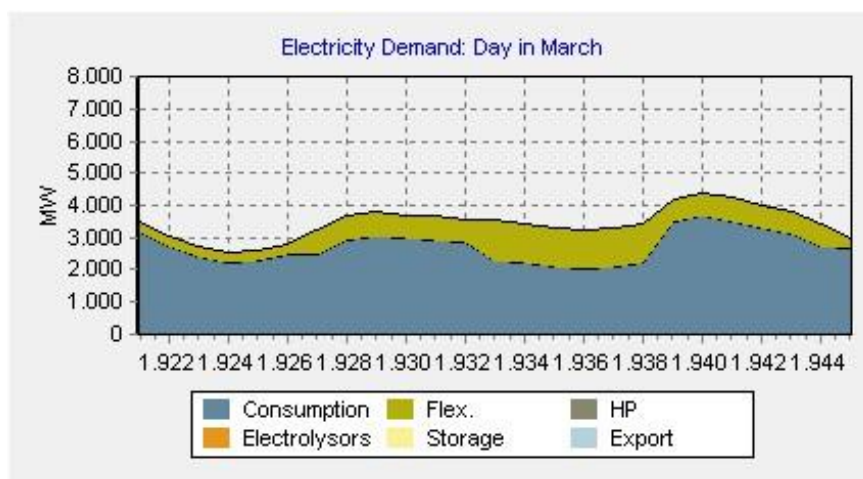
Slika 5.17 Grafik proizvodnje električne energije za mesec jul



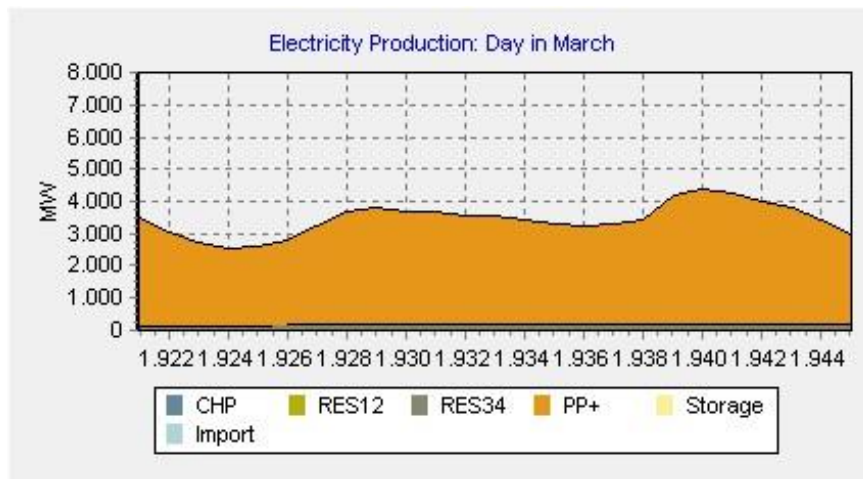
Slika 5.18 Grafik potrošnje goriva za mesec jul

Mesec januar izabran je kao najhladniji mesec u godini, a mesec jul kao najtopliji mesec u godini. [13] Upoređivanjem njihovih grafika može se videti da je najveća razlika u proizvodnji, potrošnji, uvozu i izvozu električne energije. Ova razlika se javlja zbog veće potrošnje električne energije u zimskim mesecima zbog električnog grejanja i godišnjih odmora u letnjim mesecima kada je manja potreba za električnom energijom. Pored toga, u letnjim mesecima ne postoji daljinsko grejanje domaćinstava, dok u januaru postoji najveća potreba za istim.

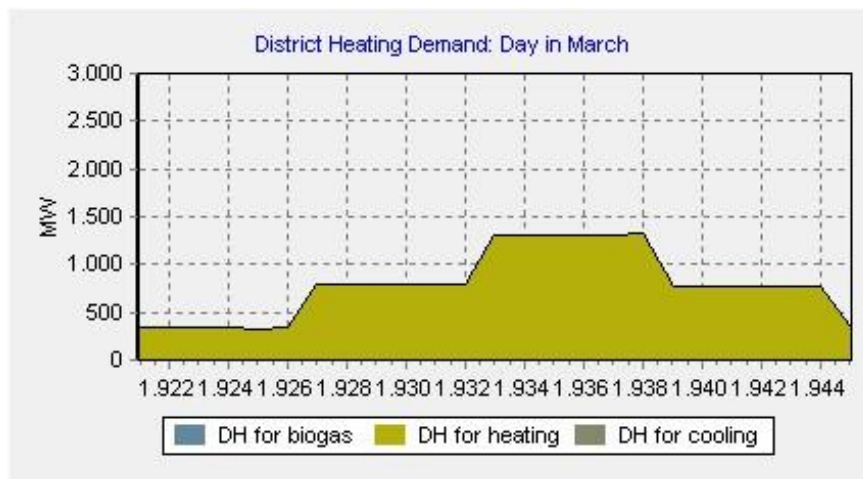
Na Slikama 5.19 - 5.23 prikazani su grafici dobijeni proračunom za 21. mart. Dan je izabran nasumično, kako bi se videlo kako izgledaju dnevni grafici pored mesečnih.



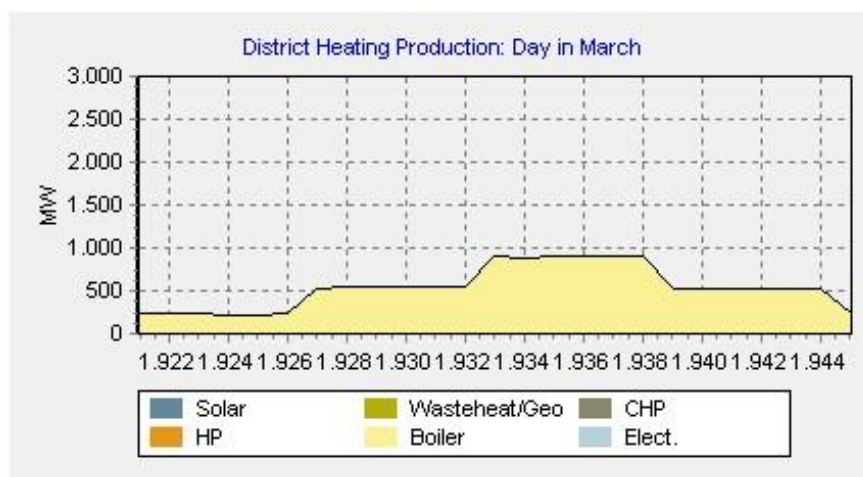
Slika 5.19 Grafik potrošnje električne energije za 21. mart



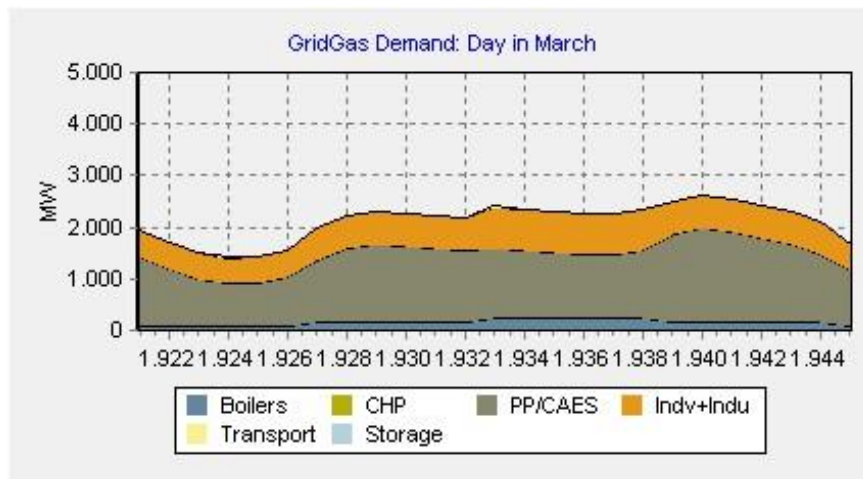
Slika 5.20 Grafik proizvodnje električne energije za 21. mart



Slika 5.21 Grafik potrošnje daljinskog grejanja za 21. mart



Slika 5.22 Grafik proizvodnje energije za daljinsko grejanje za mesec januar



Slika 5.23 Grafik potrošnje goriva za 21. mart