

DOKUMENTACIJA:

ŠT. DOKUMENTACIJE:

PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA

JEK2---2X/02

Jedrska elektrarna Krško 2



ŠT. PROJEKTA:	ŠT. MAPE:	IZVOD:	KRAJ IN DATUM:
JEK2-B003/014	JEK2---2X/M03	1	Ljubljana, november 2019

NASLOVNA STRAN DOKUMENTACIJE

NAROČNIK

ime in priimek ali naziv družbe GEN ENERGIJA D.O.O.
naslov ali sedež družbe VRBINA 17,8270 KRŠKO

OSNOVNI PODATKI O GRADNJI

naziv gradnje Jedrska elektrarna Krško 2
kratak opis gradnje /

DOKUMENTACIJA

številka projekta JEK2-B003/014

PODATKI O DOKUMENTACIJI

dokumentacija PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA
številka dokumentacije JEK2---2X/02
datum izdelave november 2019

PODATKI O IZDELOVALCU DOKUMENTACIJE

izdelovalec dokumentacije IBE, d.d., svetovanje, projektiranje in inženiring
naslov Hajdrihova ulica 4, 1001 Ljubljana
vodja svetovanja Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.
identifikacijska številka S-0094
podpis vodje svetovanja žig

JANEZ KUCLAR
univ. dipl. inž. str.
128 9-0094

odgovorna oseba izdelovalca dok. mag. Uroš Mikoš

podpis odgovorne osebe

žig podjetja

datum podpisa

18 -11- 2019

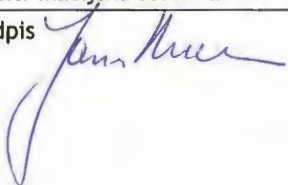


SODELAVCI PRI IZDELAVI DOKUMENTACIJE NA OSNOVI ODLOČBE UPRAVE IBE D.D.

strokovno področje izvajalca svetovanja	EKONOMSKI DEL
izvajalec svetovanja	Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.
identifikacijska številka	/
podpis	žig




strokovno področje izvajalca svetovanja	PODROČJE TEHNOLOGIJE
izvajalec svetovanja	Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.
identifikacijska številka	S-0094
podpis	žig



JANEZ KUCLAR
univ. dipl. inž. str.
128 9-0094

KONTROLA PROJEKTA

V skladu s Pravilnikom o kontroli projektov je bila imenovana komisija za kontrolo projekta. Kontrola projekta v skladu s sistemom vodenja kakovosti IBE d.d. je bila opravljena.

predsednik komisije za kontrolo projekta	/mag. Boštjan Duhovnik, univ.dipl.ing.str.	
podpis predsednika komisije		datum podpisa 18. 11. 2019

OZNAČEVANJE DOKUMENTACIJE PO INTERNEM STANDARDU IBE D.D.

številka projekta	JEK2-B003/014
številka dokumentacije	JEK2---2X/02
številka mape	JEK2---2X/M03

KAZALO VSEBINE DOKUMENTACIJE

NAROČNIK

ime in priimek ali naziv družbe	GEN ENERGIJA D.O.O.
naslov ali sedež družbe	VRBINA 17,8270 KRŠKO

OSNOVNI PODATKI O GRADNJI

naziv gradnje	Jedrska elektrarna Krško 2
---------------	----------------------------

DOKUMENTACIJA

številka projekta	JEK2-B003/014
-------------------	---------------

PODATKI O DOKUMENTACIJI

dokumentacija	PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA
številka dokumentacije	JEK2---2X/02

pogl.	št.	dokument	id. oznaka	strani
		številka mape	JEK2---2X/M03	
D.1		Naslovna stran dokumentacije		
D.2		Kazalo vsebine dokumentacije		
D.3		Vsebina dokumentacije		
		Vsebina	JEK2---2X2000	10
	1.	Uvodno pojasnilo s povzetkom	JEK2---2X2001	26
	2.	Analiza stanja	JEK2---2X2002	42
	3.	Analiza tržnih možnosti	JEK2---2X2003	40
	4.	Analiza variant	JEK2---2X2004	118
	5.	Analiza vplivov na okolje	JEK2---2X2005	14
	6.	Analiza zaposlenih	JEK2---2X2006	4
	7.	Okvirni časovni načrt investicije	JEK2---2X2007	10
	8.	Okvirna finančna konstrukcija posameznih variant	JEK2---2X2008	17
	9.	Izračun finančnih kazalnikov ter opis makro-ekonomskih učinkov	JEK2---2X2009	23
	10.	Analiza tveganja in analiza občutljivosti	JEK2---2X2010	32
	11.	Opis meril in uteži za izbiro optimalne variante	JEK2---2X2011	35
	12.	Priloge	JEK2---2X2012	55

VSEBINA DOKUMENTACIJE**NAROČNIK**

ime in priimek ali naziv družbe	GEN ENERGIJA D.O.O.
naslov ali sedež družbe	VRBINA 17,8270 KRŠKO

OSNOVNI PODATKI O GRADNJI

naziv gradnje	Jedrska elektrarna Krško 2
---------------	----------------------------

DOKUMENTACIJA

številka projekta	JEK2-B003/014
-------------------	---------------

PODATKI O DOKUMENTACIJI

dokumentacija	PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA
številka dokumentacije	JEK2---2X/02

JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)

Predinvesticijska zasnova - PIZ

VSEBINA

1. **UVODNO POJASNILO S POVZETKOM, OSNOVNI PODATKI O INVESTITORJU TER NAVEDBA CILJEV OZIROMA STRATEGIJE**
(Uvodno pojasnilo s povzetkom)
2. **ELEKTROENERGETSKA ANALIZA STANJA S PRIKAZOM OBSTOJEČIH IN PREDVIDENIH POTREB IN VIROV ELEKTRIČNE ENERGIJE, USKLAJENOST INVESTICIJSKEGA PROJEKTA Z DRŽAVNO STRATEGIJO RAZVOJA SLOVENIJE, USMERITVAMI SKUPNOSTI TER PROSTORSKIMI AKTI** (Analiza stanja)
3. **ANALIZA TRŽNIH MOŽNOSTI**
4. **ANALIZA VARIANT Z OCENO INVESTICIJSKIH STROŠKOV IN KORISTI TER IZRAČUNI UČINKOVITOSTI ZA EKONOMSKO DOBO INVESTICIJE** (Analiza variant)
5. **ANALIZA VPLIVOV Z OPISOM POMEMBNEJŠIH VPLIVOV INVESTICIJE Z VIDIKA OKOLJSKE SPREJEMLJIVOSTI, ZAGOTAVLJANJA UČINKOVITE RABE PROSTORA IN SKLADNEGA REGIONALNEGA RAZVOJA TER TRAJNOSTNEGA RAZVOJA DRUŽBE** (Analiza vplivov na okolje)
6. **ANALIZA ZAPOSLENIH PO POSAMEZNIH VARIANTAH TER VPLIV NA ZAPOSLOVANJE Z VIDIKA EKONOMSKE IN SOCIALNE STRUKTURE DRUŽBE** (Analiza zaposlenih)
7. **OKVIRNI ČASOVNI NAČRT IZVEDBE INVESTICIJE Z DINAMIKO INVESTIRANJA** (Okvirni časovni načrt investicije)

8. **OKVIRNA FINANČNA KONSTRUKCIJA POSAMEZNIH VARIANT Z ANALIZO SMISELNOSTI VKLJUČITVE JAVNO-ZASEBNEGA PARTNERSTVA** (*Okvirna finančna konstrukcija posameznih variant*)
9. **IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV TER OPIS MAKRO - EKONOMSKIH UČINKOV**
10. **ANALIZA TVEGANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI**
11. **OPIS MERIL IN UTEŽI ZA IZBIRO OPTIMALNE VARIANTE**
12. **PRILOGE**

KRATICE

AAC	Alternate Alternating Current (pomožni vir izmeničnega toka)
AC	sistem napajanja z izmeničnim tokom
ACC	tlačni akumulator
ADS	sistem za zniževanje tlaka
AFWS	Auxiliary Feed Water System (sistem pomožne napajalne vode)
AFWST	Auxiliary Feed Water Storage Tank (rezervoar sistem pomožne napajalne vode)
AJPES	Agencija RS za javnopravne evidence in storitve
ALA	območje lokalizacije nesreče
ALARA	As Low As Reasonably Achievable
AOO	varnostni sistem za obvladovanje pričakovanih obratovalnih dogodkov
aPPF	povrnitev frekvence z avtomatično aktivacijo
APWR	napredni tlačnovodni reaktor Mitsubishi
ARAO	Agencija za radioaktivne odpadke
ARSO	Agencija RS za okolje
ASME	The American Society of Mechanical Engineers (ameriško združenje strojnih inženirjev)
ASN	Francoska uprava za jedrsko varnost
AT	Avstrija
ATMEA1	tip reaktorja dobavitelja ATMEA (Joint-Venture med evropskim dobaviteljem AREVA in japonskim koncernom Mitsubishi)
ATWS	Anticipated Transients Without Scram (pričakovani prehodni pojav brez zaustavitve reaktorja)
BAT	Best Available Techniques (naboljše razpoložljive tehnologije)
BDP	bruto domači proizvod
BOP	Balance of Plant (nejedrski del elektrarne)
BREF	referenčni dokument
BWR	vrelvodni reaktor
CBA	Cost Benefit Analysis (analiza stroškov in koristi)
CCF	Common Cause Failure
CCS	Carbon Capture and Storage (zajem in trajno shranjevanje ogljika)
CCWS	Component Cooling Water System (sistem za hlajenje komponent)
CDF	Core Damage Frequency (verjetnost poškodbe sredice)
CEZ	Češka elektroenergetska družba
CFVS	Containment Filtered Vent System (sistem za filtrirano odzračevanje zadrževalnega hrama)
CGN	China General Nuclear Power Corporation
CGNPC	China General Nuclear Power Corporation
CIS	Containment Isolation System (sistem za osamitev zadrževalnega hrama)
CMT	Core Makeup Tank (rezervoar za dovažanje vode v sredico)
CNNC	China National Nuclear Corporation
CNSC	Kanadska uprava za jedrsko varnost
COL	Construction and Operation License (gradbena in obratovalno dovoljenje)
CS	spodnji zbiralnik zadrževalnega hrama

CSHX	Containment Spray Heat Exchanger (izmenjevalnik sistema za prhanje zadrževalnega hrama)
CSP	Containment Spray Pump (črpalka sistema za prhanje zadrževalnega hrama)
CSS	Containment Spray System (sistem za prhanje zadrževalnega hrama)
CVCS	sistem za uravnavanje kemijske sestave in prostornine
CWS	Circulating Water System (sistem povratne hladilne vode)
ČE	črpalna elektrarna
ČHE	črpalna hidroelektrarna
ČPZ	čezmeine prenosne zmogljivosti
DALY	Disability-Adjusted Life Year (kazalnik vpliva na zdravje ljudi)
DAS	Diverse Actuation System (sistem raznovrstnega aktiviranja)
DBA	Design Basis Accident (projektna nesreča)
DC	enosmerni sistem napajanja
DCS	Distributed Control System (porazdeljen regulacijski sistem)
DDV	davek na dodano vrednost
DEC A	Complex Sequences (kompleksna sekvenca)
DEC B	Severe Accident (težka nesreča)
DEKA	dekarbonatizirana voda
DEMI	demineralizirana voda
DG	Diesel Generator (zasilno električno napajanje)
DiD	nivo zaščite v globino
DIS	Diverse Identification System (sistem raznovrstne identifikacije)
DMA	Diverse Manual Actuation (sistem ročnega aktiviranja)
DPS	Diverse Protection System (sistem raznovrstne zaščite)
DU	scenarij z dodatnimi ukrepi
DUA	ambiciozni scenarij z dodatnimi ukrepi
DV	dalinovod
DVI	sistem varnostnega vbrizgavanja z neposrednim vbrizgavanjem v reaktorsko posodo
ECS	sistem glavne izmenične napetosti
ECSBS	Emergency Containment Spray Backup Subsystem (rezervni zasilni sistem prh zadrževalnega hrama)
EDF	Francoska energetska družba
EDG	Emergency Diesel Generator (zasilni dizel generator)
EDS	Electric Distribution System (električni razdelilni sistem)
EE	elektro energetski (sistem)
EES	elektroenergetski sistem
EFS	varnostni sistem
EFWS	Emergency Feed Water System (sistem zasilne napajalne vode)
EIPF	Ekonomski Inštitut Pravne fakultete
EK	Evropska komisija
EKS	Energetski koncept Slovenije
ELEK	ELEK načrtovanje, projektiranje in inženiring, d.o.o.
ELES	Elektro Slovenija, d.o.o.
ENEL	Italijanska energetska družba
ENTSO-E	Evropsko združenje sistemskih operaterjev


EPR	European Pressurized Reactor
EPSS	Emergency Power Supply System (zasilni sistem električnega napajanja)
ERVC	External Reactor Vessel Cooling (hlajenje zunanje strani reaktorske posode)
ESA	Euratom Supply Agency
ESF	Engineered Safety Features (varnostni sistemi)
ESFAS	Engineering Safety Feature Actuation System (varnostni sistem za aktiviranje inženirskih naprav)
ESW	Essential Service Water (bistvena oskrbna voda)
ETG	enota na trdna goriva
EU	Evropska unija
EU APR	evropska različica koreiskega reaktorja APR
EU ETS	EU Emissions Trading System
EU HPR	evropska različica kitajskega reaktorja HPR
EU-APWR	evropska različica naprednega tlačnovodnega reaktorja Mitsubishi
EUR	European Utility Requirements
EURATOM	Evropska skupnost za jedrsko energijo
EZ	Energetski zakon
FA	Fuel Assemblies (sveženi gorivnih palic)
FBR	hitri oplodni reaktor
FCR	rezerva za vzdrževanje frekvence
FD	Fluidic Device
FLB	Feedwater Line Break (zlom cevi napajalne vode)
FLC	logični krmilnik
FOAK	First of a Kind
FP	Fuel Pool (bazen iztrošenega goriva)
GCR	s plinom hlajeni reaktor
GDA	General Design Assessment
GHG	Greenhouse gases (toplogredni plini)
GTG	Gas Turbine Generator (plinska turbina z generatorjem)
HE	hidroelektrarna
HP	High Pressure
HPSI	High Pressure Safety Injection (visokotlačni sistem varnostnega vbrizgavanja)
HR	Hrvaška
HU	Madžarska
HVAC	Heating Ventilation & Air Conditioning (ogrevanje, prezračevanje in klimatizacija)
HVT	Holdup Volume Tank (zadrževalni rezervoar)
IAEA	International Atomic Energy Agency
ICRP	International Commission on Radiological Protection (mednarodna komisija za radiološko zaščito)
IDS	napajanje varnostnih sistemov
IEA	International Energy Agency
IEA-NEA	International Energy Agency-Nuclear Energy Agency
IJG	izrabljeno jedrsko gorivo
IJS	Inštitut Jožef Stefan
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
IRR	Internal Rate of Return
IRWST	In Refueling Water Storage Tank (rezervoar vode za menjavo goriva)

IT	Italija
JE	jedrska elektrarna
JEK	Jedrska elektrarna Krško
JEK 2	Jedrska elektrarna Krško 2
JV5	Pravilnik o dejavnih sevalne in jedrske varnosti
KEPCO	Korea electric Power Corporation
KHNP	Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd.
KO	kodeksi omrežja
KPV	kemična priprava vode
LERF	Large Early Release Frequency (verjetnost za velik zgodnji izpust)
LOCA	Loss of Coolant Accident (izlivna nesreča)
LOOP	Loss of Offsite Power (izguba zunanega napajanja)
LP	Low Pressure
LPSI	Low Pressure Safety Injection (nizkotlačni sistem varnostnega vbrizgavanja)
LWGR	lahkovodni reaktor, moderiran z grafitom
LWR	lahkovodni reaktor
MCC	Motor Control Cabinet (električna razdelilna omara motorskih pogonov)
MCR	Main Control Room (glavna komandna soba)
MF	Ministrstvo za finance
MG	Main Generator (glavni generator)
MHI	Mitsubishi Heavy Industries, Ltd
MIZŠ	Ministrstvo za izobraževanje, znanost in šport
MKGP	Ministrstvo za kmetijstvo, gozdarstvo in prehrano
MOP	Ministrstvo za okolje in prostor
MOX	mešanica plutonijevega in uranovega oksida
MSLB	Main Steam Line Break (zlom parovoda)
MSR	Moisture Separator Reheater (ločevalec vlage in grelnik)
MSSS	Main Steam Supply System (sistem za dovod pare)
MSSV	Main Steam Safety Valve (glavni parni varnostni ventil)
MT	Main Transformer (glavni transformator)
Mzi	Ministrstvo za infrastrukturo
NE	nuklearna elektrarna
NEA	Nuclear Energy Agency
NEC	National Emission Ceilings (NEC Directive)
NEK	Nuklearna elektrarna Krško
NEP	Nacionalni energetske program
NEPN	Nacionalni energetske in podnebni načrt Slovenije
NI	Nuclear Island (jedrski otok)
NPP	Nuclear Power Plant
NPSS	Normal Power Supply System (normalni sistem električnega napajanja)
NPV	net present value (neto sedanja vrednost)
NRC	Nuclear Regulatory Commission (komisija za nuklearno regulacijo - ZDA)
NRG	Nuclear Regulatory Commission (komisija za nuklearno regulacijo - ZDA)
NSRAO	nizko in srednje radioaktivni odpadki
NSV	neto sedanja vrednost
NTC	Net Transfer Capability
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development

OJG	obsevano jedrsko gorivo
ONR	Office for Nuclear Regulation
OU	scenarij z obstoječimi ukrepi
OVE	obnovljivi viri energije
PAMS	Post Accident Monitoring System (sistem monitoringa po nesreči)
PAR	Passive Autocatalytic Recombiner (pasivna avtokatalitska peč)
PCCS	Passive Containment Cooling System (pasivni hladilni sistem zadrževalnega hrama)
PECS	Passive Ex-vessel corium retaining and Cooling System (pasivni sistem za zadrževanje in hlajenje sredice zunaj reaktorske posode)
PHRS	Passive Heat Removal System (pasivni sistem za odvod toplote)
PHWR	težkovodni reaktor
PIZ	predinvesticijska zasnova
POSRV	Pilot Operated Safety Relieve Valve (pilotsko upravljani varnostni razbremenilni ventil)
PPE	plinsko parna elektrarna
PPS	Preferred Power Source (prednostni vir energije)
PRHR	Passive Residual Heat Removal (pasivni sistem za odvod zaostale toplote)
PRR	primarna regulacijska rezerva
PRS	pasivni sistem odvajanja zaostale toplote na sekundarni strani
PSA	Probabilistic Safety / risk Assessment
PSAS	standardni sistem za avtomatizacijo
PWR	tlačnovodni reaktor
PŽD	podaljšanje življenjske dobe elektrarne
RAO	radioaktivni odpadki
RAT	pomožni transformator
RB	reaktorska zgradba
RCCA	Rod Cluster Control Assemblies (sveženi regulacijskih palic)
RCP	Reactor Cooling Pump (črpalka reaktorskega hladila)
RCS	reaktorski hladilni sistem
RP	reaktor
RPS	Reactor Protection System (varovalni sistem reaktorja)
RS	Republika Slovenija
RTP	razdelilna transformatorska postaja
RV	Reactor Vessel (reaktorska posoda)
RVF	rezerva za vzdrževanje frekvence
SA.2	NSRAO – varianta z upoštevanjem slovenskega in hrvaškega dela odpadkov iz NEK
SA.3	NSRAO – varianta z upoštevanjem slovenskega dela odpadkov iz NEK
SAS	avtomatiziran varnostni sistem
SAT	Standby Auxiliary Transformer (pomožni transformator v pripravljenosti)
SBLOCA	Small-Break Loss of Coolant Accident (majhna izlivna nezgoda)
SBO	Station Blackout (izguba zunanega električnega napajanja)
SCP	črpalka zaustavitvenega hladilnega sistema
SCS	Shutdown Cooling System (zaustavitveni hladilni sistem)
SDVS	sistem za znižanje tlaka in zračenje

SE	sončne elektrarne
SER	Final Safety Evaluation Report (končno varnostno poročilo)
SFPCCS	hlajenje bazena iztrošenega goriva
SG	Steam Generator (uparjalnik)
SGRS	strategija gospodarskega razvoja Slovenije
SGTR	Steam Generator Tube Rupture (zlom cevi v uparjalniku)
SI	Slovenija
SIFT	Safety Injection Filling Tank (rezervoar za polnjenje sistema za varnostno vbrizgavanje)
SIS	Safety Injection System (sistem varnostnega vbrizgavanja)
SIT	Safety Injection Tank (rezervoar varnostnega vbrizgavanja)
SKD	Standardna klasifikacija dejavnosti
SLB	Steam Line Break (zlom parovoda)
SLLD	Single Loic Loic Device
SN	zbiralka lastne rabe
SOPO	Sistemski operater prenosnega omrežja
SPT	soproizvodnja toplote in električne energije
SRS	Strategija razvoja Slovenije
SSK	enojna odpoved
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
SVRK	Služba vlade za razvoj in evropsko kohezijsko politiko
SWU	Separative Work Unit (enota vložene delo in energije za doseg zahtevane stopnje obogatitve urana)
TBS	Turbine Bypass System (obvod turbine)
TE	termoelektrarna
TEB	Termoelektrarna Brestanica
TEŠ	Termoelektrarna Šoštanj
TGP	toplogredni plini
TOL	Toplarna Ljubljana
TRR	terciarna regulacija
TVO	Teollisuuden Voima Ovi
U.S.	United States
UAT	Unit Auxiliary Transformer (pomožni transformator)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UHS	Ultimate Heat Sink (končni ponor toplote)
UK	Združeno kraljestvo Velike Britanije in Severne Irske
UMAR	Urad RS za makroekonomske analize in razvoj
UO ₂	uranov oksid
UPO	upravljavec prenosnega omrežja
UPS	Uninterruptible power Supply (sistem brez-prekinitvenega napajanja)
URE	učinkovita raba energije
URSJV	Uprava Republike Slovenije za jedrsko varnost
USNRC	Uprava za jedrsko varnost ZDA
V1	varianta 1
V2	varianta 2
V3	varianta 3
VDA	Atmospheric Steam Dump system

VE	vetrne elektrarne
VRAO	visoko radioaktivni odpadki
VVER TOI	tip ruskega reaktorja
WACC	tehtano povprečje stroškov kapitala
WENRA	Western European Nuclear Regulator's Association (Združenje za jedrsko varnost evropskih upravnih organov)
WHO	Svetovna zdravstvena organizacija
YLD	Years Lost due to Disability (število izgubljenih let zaradi nezmožnosti, bolezni oz posledic)
YOLL	Years of Life Lost (število izgubljenih let zaradi prezgodnje smrti)
ZDA	Združene države Amerike
ZDDV	Zakon o davku na dodano vrednost
ZP	zemeljski plin
ZVISJV	Zakon o varstvu pred ionizirajočimi sevanji in jedrski varnosti

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 1. UVODNO POJASNILO S POVZETKOM	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.				Številka projekta: JEK2-B003/014A	
Izdelal:				/		Vrsta projekta: PIZ	
Datum izdelave: 15.11.2019		Merilo:		/		Stran/strani: 1/26	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 1 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

1	UVODNO POJASNILO S POVZETKOM, OSNOVNI PODATKI O INVESTITORJU TER NAVEDBA CILJEV OZIROMA STRATEGIJE	3
1.1	UVODNO POJASNILO.....	3
1.2	OSNOVNI PODATKI O INVESTITORJU	3
1.3	POVZETEK DOKUMENTA IDENTIFIKACIJE INVESTICIJSKEGA PROJEKTA.....	4
1.4	POVZETEK DOKUMENTA PREDINVESTICIJSKE ZASNOVE, 2010	4
1.5	CILJI INVESTICIJE.....	5
1.6	STRATEGIJE INVESTICIJE.....	5
1.7	POVZETEK PREDINVESTICIJSKE ZASNOVE	6
1.7.1	<i>Tržne možnosti</i>	6
1.7.2	<i>Predstavitev variant</i>	16
1.7.3	<i>Vplivi na okolje</i>	17
1.7.4	<i>Ekonomске analize</i>	20
1.7.5	<i>Izbor najustreznejše variante</i>	23
1.8	VIRI.....	25

1 UVODNO POJASNILO S POVZETKOM, OSNOVNI PODATKI O INVESTITORJU TER NAVEDBA CILJEV OZIROMA STRATEGIJE

1.1 UVODNO POJASNILO

V skladu z vrstami investicijske dokumentacije, ki jih predpisuje »Uredba o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ« (Uradni list RS 60/2006, 54/10 in 27/16) je predinvesticijska zasnova drugi izmed treh dokumentov, ki jih izdela investitor v postopku obdelave, obravnave in odločanja o investicijski nameri.

V predinvesticijski zasnovi se obravnavajo vse variante, za katere je verjetno, da bi ekonomsko, finančno, časovno in tehnično tehnološko sprejemljivo izpolnile cilje.

Predinvesticijska zasnova je strokovna osnova investitorju za preverjanje investicijske namere in njenih pričakovanih učinkov.

1.2 OSNOVNI PODATKI O INVESTITORJU

Vlada Republike Slovenije je dne 06.07.2006, v vlogi skupščine družbe ELES GEN d.o.o., sprejela sklep št. 47607-21/2006/4, s katerim je sprejela Akt o ustanovitvi družbe z omejeno odgovornostjo GEN energija, d.o.o., št. 47607-21/2006/5.

V skladu z navedenim so temeljni cilji družbe GEN energija d.o.o. zanesljiva, varna in stabilna oskrba z električno energijo v državi, obratovanje elektroenergetskega sistema, zadostnost in zanesljivost virov v elektroenergetskem sistemu, zmanjševanje uvozne odvisnosti ter zagotavljanje sredstev za predpisano stopnjo jedrske varnosti v NEK ob hkratnem zagotavljanju zahtevane donosnosti oz. pričakovani lastnika.

V spodnji tabeli (**Tabela 1.2-1**) so podani osnovni podatki investitorja in njegovih zakonitih zastopnikov.

Tabela 1.2-1: Osnovni podatki o investitorju

Podjetje:	GEN energija d.o.o.
Skrajšano ime podjetja:	GEN d.o.o.
Sedež:	Vrbina 17, 8270 Krško
Ustanovitelj in edini družbenik:	Republika Slovenija, Gregorčičeva 20, 1000 Ljubljana
Osnovni kapital:	250.000.000,00 EUR
ID za DDV:	SI44454686
Matična številka:	1646613
Številka reg. vložka:	1/04250/00 Okrožno sodišče v Krškem
Dejavnost:	K/64.200 dejavnost holdingov, D/35.140 trgovanje z električno energijo in druge registrirane dejavnosti
Poslovodstvo:	Generalni direktor Martin Novšak Poslovni direktor Danijel Levičar

1.3 POVZETEK DOKUMENTA IDENTIFIKACIJE INVESTICIJSKEGA PROJEKTA

Investitor ima že izdelan dokument identifikacije investicijskega projekta štev. NNE2---0X/01 z datumom avgust 2006, številka projekta NNE2-B003/004A in oznaka mape NNE2---0X/M01. Dokument je izdelalo podjetje IBE, d.d..

Namen dokumenta je bil podati prve opise, cilje in ocene učinkov investicije. Na njegovi podlagi se je naročnik odločil za nadaljevanje aktivnosti in izdelavo predinvesticijske zasnove kot naslednje stopnje investicijske dokumentacije.

1.4 POVZETEK DOKUMENTA PREDINVESTICIJSKE ZASNOVE, 2010

Investitor je v letu 2010 že naročil izdelavo Predinvesticijske zasnove, številka projekta JEK2-B003/005, številka dokumentacije JEK2---2X/01 z datumom junij 2010. Dokument je izdelalo podjetje IBE, d.d..

Namen dokumenta je bil primerjati možne variante izgradnje JEK 2, za katere je verjetno, da ekonomsko, finančno, časovno in tehnično tehnološko sprejemljivo izpolnjujejo cilje, zapisane v dokumentu identifikacije investicijskega projekta.

Nadzorni svet GEN energije je dne 15.11.2010 obravnaval in sprejel Predinvesticijsko zasnovo (PIZ) za Jedrsko elektrarno Krško 2.

1.5 CILJI INVESTICIJE

Operativni cilj investicije je:

- Izgradnja nove jedrske elektrarne moči med 1.100 do 1.600 MW_e z letno proizvodnjo med ca 8,8 TWh (Varianta 1) in ca 12,8 TWh (Varianta 2) ter preverjanje možnosti izgradnje dveh enot 2 x 1.100 MW_e z letno proizvodnjo okoli 17,6 TWh, z doslednim upoštevanjem vseh varnostnih zahtev ter minimalnimi vplivi na okolje.

Namenski cilji investicije so:

- zagotoviti dolgoročno zanesljivo, varno, okoljsko odgovorno in konkurenčno oskrbo Slovenije z električno energijo,
- omogočiti razogljičenje sektorja proizvodnje električne energije in s tem podpreti podnebne cilje Slovenije,
- dolgoročno nadomestiti proizvodnjo iz NEK in TEŠ ter manko zaradi vse večje porabe električne energije, predvsem na račun elektrifikacije
- zmanjšati uvozno odvisnost in s tem zagotoviti čim višjo samooskrbo z električno energijo v Sloveniji,
- izkoristiti obstoječo lokacijo jedrske elektrarne za nadaljnjo proizvodnjo električne energije,
- izkoristiti obstoječe znanje in izkušnje iz obratovanja, vzdrževanja in nadgradnje obratujoče jedrske elektrarne,
- dolgoročno zagotoviti stabilna in kvalitetna delovna mesta.

1.6 STRATEGIJE INVESTICIJE

Naročnik je svojo strategijo opredelil v razvojnih programih, ki so vsebinsko povzeti v viziji, poslanstvu, strateških ciljih in vrednotah podjetja. Z izvajanjem investicije naročnik uresničuje strategije, ki izhajajo iz naslednjih dokumentov:

- Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države (OdSUKND) [1], ki skladno s kriteriji strategije družbo GEN energija, d.o.o. razvršča med strateške kapitalske naložbe države in jo postavlja za nosilko načrtovane investicije v blok 2 NEK (JEK 2). JEK 2 bo v prihodnosti strateškega pomena za dolgoročno in zanesljivo oskrbo Republike Slovenije z električno energijo in za prehod v nizkoogljično družbo.
- Strategija razvoja Slovenije do leta 2030 (iz decembra 2017) [2] z dvanajstimi razvojnimi cilji razvoja države, ki jih je mogoče uresničiti z uravnoteženim gospodarskim, družbenim in okoljskim razvojem.
- Resolucija o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007-2023 (ReNRP) [3], ki s ciljem zagotovitve varnosti in kakovosti oskrbe z električno energijo obravnava tudi izgradnjo bloka 2 Nuklearne elektrarne Krško (JEK 2).
- Resolucija o Nacionalnem energetskega programu [4], ki poudarja zagotavljanje zanesljive in kakovostne oskrbe z električno energijo in dolgoročno ohranjanje razpoložljivosti energetskih virov (elektrika, plin, goriva).

Naročnik strategije uresničuje na področju:

- investiranja v nove proizvodne enote,
- ohranjanja in razvoja uporabe jedrske tehnologije za proizvodnjo energije v Sloveniji.

Pričakovane koristi izvedbe strategije investicije so:

- Zagotoviti dolgoročno zanesljivo in kakovostno oskrbo Republike Slovenije z električno energijo,
- bistven in učinkovit prispevek k zmanjšanju emisij toplogrednih plinov (TGP),
- večja domača proizvodnja električne energije oz. zmanjšanje uvozne odvisnosti,
- izkoriščanje obstoječe lokacije za proizvodnjo električne energije,
- stabilna in kvalitetna delovna mesta (ki omogočajo prekvalifikacijo delovnih mest iz opuščanja proizvodnje električne energije iz fosilnih virov),
- bistveni pozitivni narodnogospodarski učinki na makroekonomskem področju,
- pozitivni učinki na lokalno okolje,
- doseganje ugodnega ekonomskega in finančnega rezultata projekta in s tem dolgoročne uspešnosti poslovanja podjetja GEN energija, d.o.o..

1.7 POVZETEK PREDINVESTICIJSKE ZASNOVE

1.7.1 Tržne možnosti

1.7.1.1 Razvoj na področju jedrske energije

Predinvesticijska zasnova za izgradnjo jedrske elektrarne Krško 2 (JEK 2) celovito obravnava vidike postavitve drugega bloka jedrske elektrarne v Republiki Sloveniji.

Jedrska energija je v svetu močno razširjena. Trenutno v 31 državah sveta obratuje skupaj 449 komercialnih reaktorjev (status: oktober 2019), medtem ko je v fazi izgradnje 52 novih jedrskih reaktorjev **Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.** Skupna inštalirana električna moč delujočih jedrskih reaktorjev znaša okoli 399 GW, električna moč jedrskih reaktorjev v izgradnji pa okoli 53 GW.

V Evropski uniji je jedrska energija temeljni brezogljivi vir za proizvodnjo električne energije, saj proizvede 27,8 % vse električne energije [6]. Njena vloga je še pomembnejša, saj predstavlja skoraj 50 % vse nizkoogljive proizvodnje v EU, zato je izredno pomembno, kako se bo ohranjalo oziroma nadomeščalo proizvodnjo iz obstoječih jedrskih elektrarn. Podoben delež jedrske energije glede na celotno proizvodnjo elektrike oziroma na brezogljivo proizvodnjo je tudi v Sloveniji, kjer slovenski del proizvodnje iz NEK predstavlja do 30 % vse elektrike oz. do 50 % brezogljive elektrike. V svetu je delež jedrske energije približno 10 % [7] v proizvodnji električne energije in je za hidro energijo najpomembnejši nizkoogljivi vir. Emisije CO₂ zaradi pridobivanja električne energije iz jedrskih elektrarn so v primerjavi z drugimi tehnologijami zanemarljive tudi ob upoštevanju celotnega življenjskega cikla, vključno s pridobivanjem urana.

V svetu obratuje več različnih tipov jedrskih elektrarn, ki se razlikujejo glede na hladilo za odvod toplote iz reaktorja. Najpogostejše se kot hladilo uporablja navadna voda. Takšne elektrarne se imenujejo *lahkovodne* elektrarne (*LWR - Light Water Reactor*), te pa se naprej delijo na tlačnovodne (*PWR – Pressurized Water Reactor*) in vrelovodne (*BWR – Boiling Water Reactor*). V današnjem času so komercialno dobavljivi PWR, BWR in težkovodni (PHWR) jedrski reaktorji. Največji delež delujočih jedrskih reaktorjev v svetu predstavljajo PWR reaktorji, njihov delež presega 65 %. Med jedrskimi reaktorji, ki so v gradnji in načrtovanimi jedrskimi reaktorji pa je delež PWR reaktorjev preko 80 %.

Pri odločitvi o izboru tehnologije predstavljajo pomembno vlogo zahteve organizacije EUR (European Utility Requirements). Ključni nalogi EUR sta razvoj tehničnih zahtev za nove jedrske elektrarne, ki bodo zgrajene v Evropi ter na podlagi teh tehničnih zahtev tudi ocenjevanje dizajnov potencialnih dobaviteljev reaktorjev. Pri oblikovanju EUR zahtev sodelujejo številne energetske družbe iz Evrope, ki imajo v svojih proizvodnih portfeljih jedrske elektrarne. V omenjeno organizacijo je vključena tudi GEN energija. EUR organizacija je s stališča upravljalcev jedrskih elektrarn vodilna institucija, ki narekuje in usmerja razvoj novih jedrskih elektrarn, predvsem na območju Evrope, vse bolj pa EUR zahteve postajajo referenčne za nove jedrske elektrarne tudi drugod po svetu. Za izbor tehnologije je zato pomembno, da EUR zahteve predvidevajo zgolj gradnjo lahkovodnih (LWR) reaktorjev. Temu primerno so se odzvali tudi dobavitelji, ki danes predvsem v Evropi ponujajo zgolj reaktorje tipa LWR.

Pri odločitvi o izboru med PWR in BWR tehnologijo jedrskih reaktorjev je bilo upoštevanih več dejavnikov:

- Obstoječe izkušnje in uveljavljenost tehnologije PWR v svetu, ki med vsemi obratujočimi jedrskimi reaktorji zavzema največji delež in dosega tudi najboljše obratovalne rezultate (več kot 7.000 reaktorskih let obratovanja),
- komercialna ponudba reaktorjev v Evropi je močno na strani PWR reaktorjev,
- pridobljene izkušnje in znanja na področju PWR tehnologije v Sloveniji.

Na podlagi vseh navedenih razlogov se za JEK 2 načrtuje izbiro PWR tehnologije.

Po napovedih Medvladnega panela za podnebne spremembe (The Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) se v prihodnosti obeta porast svetovnih potreb po energiji [8]. Zaradi izrabljenosti določenih fosilnih virov energije, povečanja potreb po energiji in pomembnosti varovanja okolja je pričakovati porast uporabe jedrske energije. To dejstvo dodatno potrjujeta tako sodobna komercialno razpoložljiva jedrska tehnologija (III/III+. generacija) kot precejšnje zaloge uranove rude.

V predinvesticijski zasnovi so obravnavane in opisane zasnove sedmih tlačnovodnih reaktorjev, ki sodijo v III./ III.+ generacijo:

- AP1000 (Westinghouse),
- ATMEA1 (ATMEA-EDF & Mitsubishi),
- EU APR 1000 (Korea Hydro Nuclear Power),
- VVER (Rosatom),
- EU HPR1000 (China General Nuclear Power Corporation),
- EU APR 1400 (Korea Hydro Nuclear Power) in
- EPR (EDF).

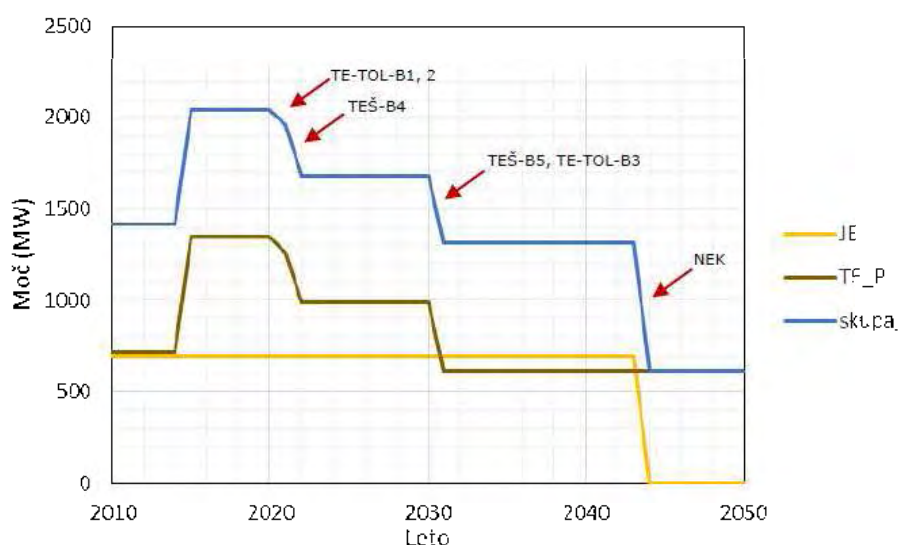
© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

1.7.1.2 Napovedi proizvodnje in porabe električne energije

Slovenija

Dolgoročne projekcije proizvodnje in porabe električne energije za Slovenijo so povzete po več ločenih dokumentih, ki so jih pripravili ELEK d.o.o., izdelovalec Nacionalnega energetskega načrta, ELES in Ministrstvo za infrastrukturo (MzI). V nadaljevanju so podane najpomembnejše ugotovitve, ki izhajajo iz posameznih analiz ter ugotovitve iz povzetka različnih projekcij porabe in proizvodnje električne energije v Sloveniji na osnovi scenarija projekcij porabe MzI.

Za stanje v elektroenergetski bilanci Slovenije so ključne predvidene zaustavitve velikih termoelektarn in obstoječe jedrske elektrarne NEK. V NEK je predvideno obratovanje do leta 2043. V analizi Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljeno družbo v Sloveniji [9] je predviden plan zapiranja termoelektrarnskih objektov in NEK do leta 2050, kar prikazuje spodnja slika (**Slika 1.7-1**).



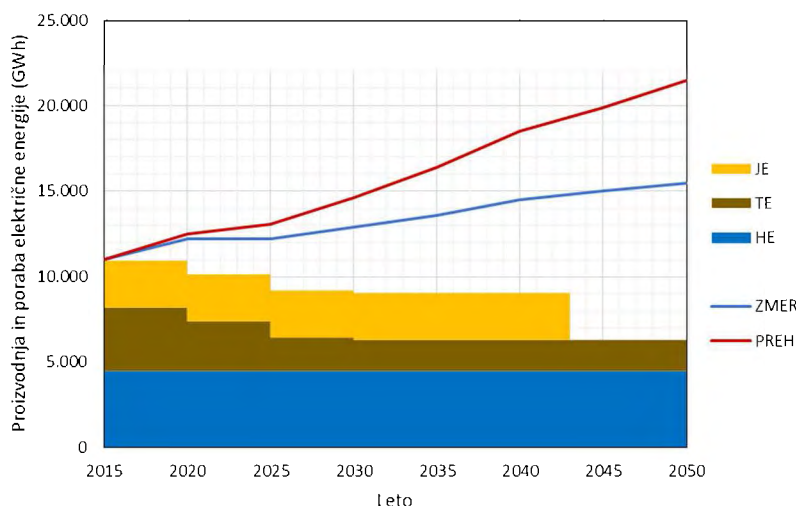
Slika 1.7-1: Prikaz zapiranja proizvodnih objektov po tehnologijah do leta 2050.

Ugotovitve posameznih analiz so povzete v nadaljevanju.

Analiza ELEK

ELEK je v študiji iz leta 2016 [9] analiziral dolgoročno stanje glede potreb po novih proizvodnih virih električne energije. Na spodnji sliki (**Slika 1.7-2**) so prikazani projekcija porabe električne energije za zmerni (ZMER) in prehodni (PREH) scenarij. Zmerni scenarij predpostavlja zmerno rast porabe električne energije, prehodni scenarij pa intenzivnejšo rast zaradi povečane porabe električne energije, zlasti v prometu in za ogrevanje s toplotnimi črpalkami. Pri proizvodnji iz NEK je prikazan samo slovenski del. Razkorak med porabo in domačo proizvodnjo električne energije v letu 2050 je znaten, približno 9.000 GWh pri scenariju ZMER in 15.000 GWh pri scenariju PREH. Pri tem velja poudariti, da se v zadnjem času omenja možnost zaustavitve TEŠ 6 že okoli leta 2040 namesto leta 2054, kar bi situacijo poslabšalo še za dodatnih 3.000 GWh letno. Če gledamo leto 2035, ko bo NEK še obratoval, je

primanjkljaj nekoliko manjši, vendar še vedno ca 4.500 GWh (scenarij ZMER) oziroma ca 7.500 GWh (scenarij PREH).



Slika 1.7-2: Poraba in proizvodnja električne energije z obstoječimi enotami na prenosnem omrežju do leta 2050.

Analiza iz osnutka NEPN

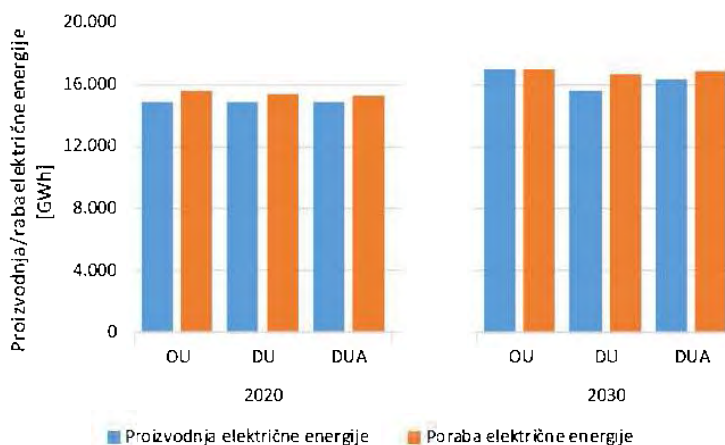
Osnutek Nacionalnega energetskega podnebne načrta (NEPN) [10] obravnava obdobje do leta 2030. V osnovi so predvideni trije različni scenariji:

- Scenarij z obstoječimi ukrepi (OU),
- scenarij z dodatnimi ukrepi (DU),
- ambiciozni scenarij z dodatnimi ukrepi (DUA).

Scenarij OU predpostavlja minimalne dodatne investicije v velike naprave. Vključeno je dokončanje verige hidroelektrarn na spodnji Savi, druge investicije v HE niso predvidene. Predvideno je delovanje obstoječe NEK do konca podaljšane življenjske dobe, ni pa predvidena izgradnja nove jedrske elektrarne. Za pokrivanje primanjkljaja se predvideva izgradnja termoelektrarn na plin, in sicer plinsko parnih enot v kombinaciji s sistemi za zajem in shranjevanje ogljika (CCS). Predvideno je, da se uvozna stopnja električne energije ohranja na sedanji ravni medtem, ko se celotna uvozna odvisnost v državi drastično poveča.

Scenarija z dodatnimi ukrepi (DU in DUA) predvidevata večjo proizvodnjo električne energije iz hidroelektrarn in iz razpršenih virov (energija vetra in sonca), v kombinaciji z velikimi hranilniki električne energije (črpalne hidroelektrarne in baterije). Razvoj ostalih naprav ima dve smeri razvoja – jedrska opcija ali opcija brez jedrske energije. Od izbrane opcije je odvisno število enot termoelektrarn, kjer so predvidene samo plinsko parne enote v kombinaciji s sintetičnim plinom oziroma z zajemom CO₂. Pri obstoječih enotah se v obeh scenarijih DU in DUA predvideva namestitev zajema in uporabe CO₂ v TEŠ 6. V scenarijih z dodatnimi ukrepi je v PPE TE-TOL predvidena uporaba sintetičnega plina.

V scenarijih osnutka NEPN [10] je predpostavljeno, da se bo potrebe po električni energiji v Sloveniji tudi v prihodnje, v podobnem obsegu kot sedaj, pokrivalo z lastno proizvodnjo, kar je razvidno iz spodnje slike (Slika 1.7-3).



Slika 1.7-3: Proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji za leti 2020 in 2030 po scenarijih iz osnutka NEPN z upoštevanjem celotne proizvodnje iz NEK

Iz osnutka NEPN [10] izhaja, da bo leta 2030 v scenariju z dodatnimi ukrepi (DU in DUA), ki je skladen z zahtevami o 24,1 % oziroma 28,8 % deležu OVE, v Sloveniji primanjkovalo med 3.500 in 4.000 GWh električne energije, pri čemer je upoštevano razpolaganje s polovico proizvodnje iz obstoječe NEK. Po zaključku obratovanja NEK pa se bo v vsakem primeru primanjkljaj v bilanci še močno povečal.

Stališče GEN energije na trenutni osnutek NEPN [10] je, da scenariji predstavljajo popoln zasuk od trajnostnega razvoja energetike, ker:

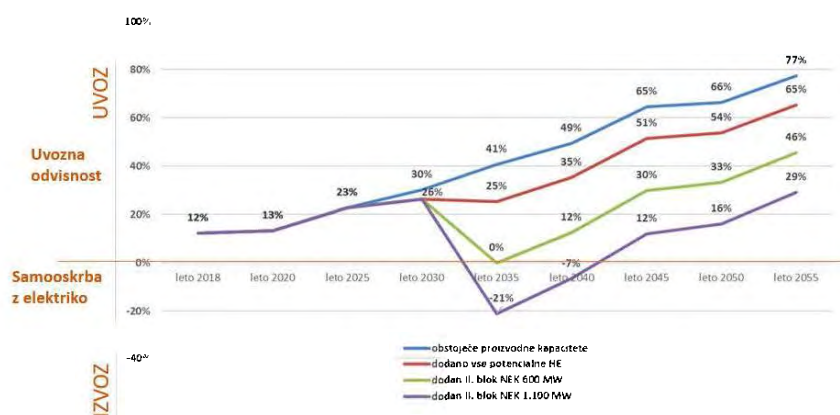
- **Neenakovredno obravnava tehnologije**, saj ne upošteva vseh nizkoogljicnih tehnologij na enak način – favorizirani OVE so brez vsebinske, izvedljivostne in finančne utemeljitve. Na primer, uporaba plina ima kljub visokim emisijam TGP prednost pred drugimi tehnologijami.
- **Ne upošteva, da je za znižanje emisij TGP ključno zmanjšanje uporabe fosilnih virov (tudi plina)**, potrebna je uporaba in vključevanje vseh nizkoogljicnih tehnologij in ne samo razvoj OVE.
- **Ne vsebuje različnih scenarijev in možnosti razvoja energetike**, predvideva se samo ena izbrana pot, ki pa zaradi velikih investicijskih vložkov v OVE ne predstavlja tehnološko in ekonomsko izvedljive rešitve.
- **Predvideva uporabo komercialno neznanih in nedostopnih tehnologij** (zajem CO₂ in uporaba - CCU, proizvodnja sintetičnih plinov), ne obravnava se hranilnikov energije.
- **Ni upoštevan vidik končnega odjemalca (gospodinjstva in industrija)**, predvsem z vidika končnega računa za električno energijo, kar ključno vpliva na gospodarsko dejavnost, konkurenčnost slovenskega gospodarstva in energetske revščino med gospodinjstvi in industrijo (danes je cena za končnega uporabnika v Sloveniji na nivoju 80 % povprečne cene v EU).

- Poslabšuje zanesljivost oskrbe s povečevanjem uvozne odvisnosti na 75 %, kar predstavlja resen padec uvozne neodvisnosti.

Pričakovati je, da se bodo do sprejetja končnega dokumenta ti scenariji še spremenili.

Analiza ELES

ELES je izdelal projekcije uvozne odvisnosti (**Slika 1.7-4**) na osnovi predpostavke o takojšnji zaustavitvi TEŠ in obratovanju NEK do leta 2043. Projekcije kažejo na izjemno visoko uvozno odvisnost - preko 75 % v letu 2050. Tudi če se izkoristi ves potencial novih HE bo uvozna odvisnost v letu 2050 znašala skoraj 65 %.

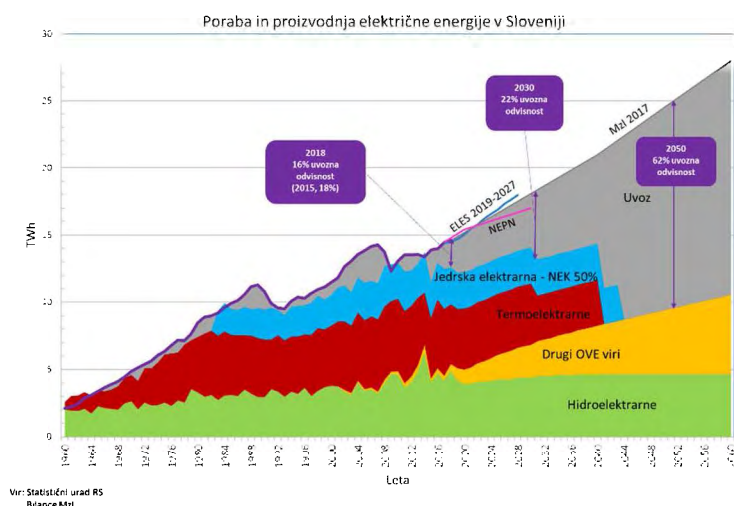


Slika 1.7-4: Projekcije uvozne odvisnosti – ELES

Povzetek različnih projekcij porabe in proizvodnje električne energije v Sloveniji

Za Slovenijo se ocenjuje, da bo delež porabe električne energije naraščal tako na račun povečevanja učinkovitosti rabe energije kakor tudi zaradi prehoda na širšo uporabo električne energije (elektrifikacija), kar bo privedlo do povečanja porabe električne energije.

Spodnja slika (**Slika 1.7-5**) prikazuje scenarije porabe in proizvodnje električne energije do leta 2060. Projekcije porabe temeljijo na Dolgoročnih energetskih bilancah do leta 2035 in okvirno do leta 2055 [11], ki jih je leta 2017 pripravil MzI (projekcije MzI 2017) in razvojnega načrta ELES-a za obdobje 2019-2027 [12]. Upoštevano je intenzivno uvajanje OVE, skladno z razvojnim načrtom ELES-a do 2027 s projekcijo nadaljnjega trenda rasti OVE do 2060, ki ob koncu vključuje za okoli 6.000 MW enot za izkoriščanje sončne energije, zgrajene male HE ter izgradnjo verige HE na Muri in srednji Savi. Gre torej za zelo ambiciozen scenarij razvoja OVE in projekcije porabe elektrike skladno s strokovnimi podlagami za EKS iz 2017 [13], kar pomeni, da je na podlagi ambicioznih predpostavk upoštevan najmanjši primanjkljaj električne energije. Obstoječe večje proizvodne enote bodo predvideno obratovale z naslednjo dinamiko – TEŠ 5 do leta 2030, TEŠ 6 do leta 2040 in NEK do leta 2043.



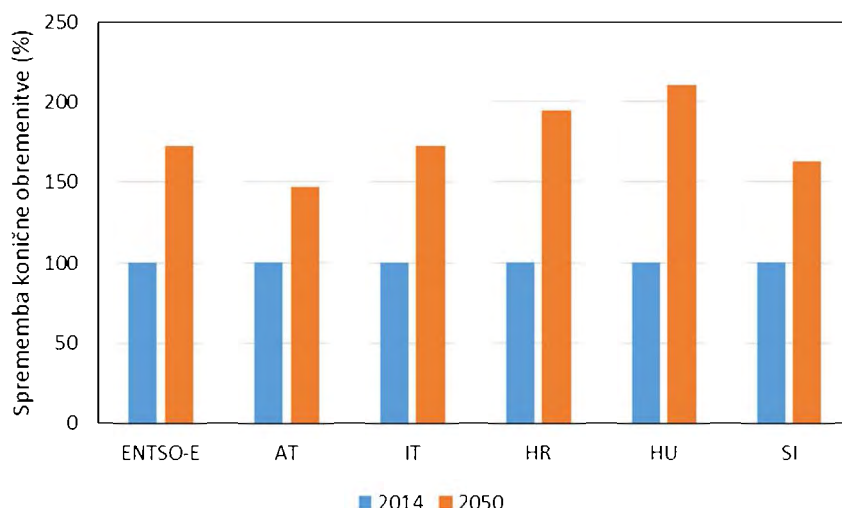
Slika 1.7-5: Scenarij porabe in proizvodnje električne energije do leta 2060

Po najboljših napovedih (najbolj konzervativnih glede primanjkljaja) bo uvozna odvisnost Slovenije na področju električne energije v letu 2050 znašala 62 %, kar pomeni primanjkljaj približno 15.000 GWh. Po zaustavitvi NEK v letu 2043 je po tem scenariju pričakovati primanjkljaj v bilanci električne energije med 13.000 in 14.000 GWh. Dolgoročno tudi ob najbolj ambiciozni izvedbi OVE, nova jedrska elektrarna ne bo dovolj za pokritje rasti porabe in nadomestitve proizvodnje iz NEK in TEŠ. V primeru, da ukrepi učinkovite rabe energije ne bodo uspešni, bo poraba električne energije še višja kot je upoštevana v projekciji MZL 2017, kar pomeni še večjo uvožno odvisnost. Prav tako bo uvozna odvisnost še večja v primeru, če dejanski razvoj OVE ne bo sledil projekciji intenzivnega razvoja OVE.

Vsi zgoraj navedeni dolgoročni scenariji porabe in proizvodnje električne energije v Sloveniji izkazujejo primanjkljaj v bilanci električne energije, ki se bo z leti povečeval in se izrazito poglobil po zaustavitvi termoenergetskih objektov in obstoječe NEK.

Sosednje države in EU

Dolgoročne projekcije proizvodnje in porabe električne energije za sosednje države in EU so povzete po dokumentu Evropske komisije – EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050 [14]. Pomemben pokazatelj pričakovanih trendov na področju elektroenergetike je med drugim tudi projekcija konične obremenitve v sosednjih državah in celotnem območju ENTSO-e. Za projekt izgradnje JEK 2 so z vidika bodoče proizvodnje in porabe električne energije, poleg Slovenije, pomembne sosednje države. Na spodnji sliki (**Slika 1.7-6**) je prikazana primerjava med dejanskimi koničnimi obremenitvami v posameznih državah in na območju ENTSO-e v letu 2014 in projekcijami za leto 2050. V vseh državah se pričakuje občuten porast konične obremenitve, od 50 % do 100 %. Po projekcijah naj bi se v Sloveniji konična moč iz 1.988 MW v letu 2014 zvišala na 3.232 MW v letu 2050. Med obravnavanimi sosednjimi državami je največji porast pričakovati na Madžarskem (iz 6.002 MW v letu 2014 na 12.641 MW v letu 2050) in na Hrvaškem (iz 2.974 MW v letu 2014 na 5.778 MW v letu 2050).



Slika 1.7-6: Primerjava dejanskih koničnih obremenitev v letu 2014 s projekcijami za leto 2050.

Na ravni Evropske unije se pričakuje zmerna rast proizvodnje električne energije iz jedrskih elektrarn in hidroelektrarn ter padec deleža proizvodnje iz fosilnih goriv. Največja rast proizvodnje električne energije se napoveduje na področju uporabe obnovljivih virov energije. Primerjava proizvodnje in porabe električne energije v EU po konservativnem scenariju izkazuje presežek na strani proizvodnje v celotnem obdobju. Ta naj bi leta 2050 znašal 15 %. Prehodni scenarij porabe izkazuje primanjkljaj proizvodnje po letu 2040, ki naj bi do leta 2050 narastel na 12 %.

V nadaljevanju so v zvezi z dolgoročnimi projekcijami za vsako od obravnavanih držav podane kratke ugotovitve.

Avstrija

Po konservativnem scenariju porabe električne energije je v celotnem obdobju do leta 2050 pričakovati presežek na strani proizvodnje električne energije, ki se giblje okoli 13 %. Pri prehodnem scenariju je na začetku obravnavanega obdobja zaznati manjši primanjkljaj, kasneje se poraba in proizvodnja praktično izenačita. Po letu 2040 se poraba po tem scenariju nekoliko poveča, tako da se pričakuje zaostajanje proizvodnje za porabo v višini 6 %.

Italija

Po konservativnem scenariju naj bi se poraba električne energije povečevala nekoliko počasneje od rasti proizvodnje, tako da bi do leta 2050 v Italiji zabeležili presežek električne energije v višini 12 %. Pri prehodnem scenariju je slika drugačna. Zaradi povečane porabe električne energije se po tem scenariju v letu 2050 pričakuje zaostajanje proizvodnje za porabo v višini skoraj 14 %.

Hrvaška

Proizvodnja električne energije na Hrvaškem naj bi tudi v prihodnje zaostajala za porabo. Po konservativnem scenariju se napoveduje relativno majhen primanjkljaj, ki pa bi se znatno povečal po zaprtju NEK. Pri prehodnem scenariju je zaznati dosti večji primanjkljaj, ki bi znašal do 30 %.

Madžarska

Po konservativnem scenariju porabe električne energije naj bi proizvodnja zadoščala porabi, pri čemer se že upošteva izgradnja in obratovanje nove jedrske elektrarne Paks 2 z močjo 3200 MW_e. Izkazuje se celo presežek, ki bi leta 2050 znašal 12 %. Pri prehodnem scenariju, ki predvideva hitrejšo rast porabe, naj bi proizvodnja električne energije v celotnem obravnavanem obdobju znatno zaostajala za porabo. Primanjkljaj električne energije naj bi tako leta 2050 dosegel 24 %.

Kot je razvidno, se tudi za obravnavane sosednje države napovedujejo večji ali manjši primanjkljaji v bilancah električne energije, zato plasma proizvedene električne energije iz načrtovane JEK 2 ni vprašljiv, tudi v primeru, če energije iz JEK 2 ne bi plasirali samo v Sloveniji (primer dveh enot). Kot kaže, bo Slovenija predstavljala področje deficita z močno vpetostjo v mednarodne (tranzitne) tokove, kar s tržnega vidika predstavlja konkurenčno prednost za slovenske proizvajalce električne energije, še posebej, če bo sama imela zagotovljeno stabilno, zanesljivo in konkurenčno pasovno proizvodnjo iz JEK 2. V primeru primanjkljaja pasovne energije pa bo prav iz istih razlogov, to je regijskega deficita, tržno še posebej izpostavljena.

1.7.1.3 Razvoj čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Slovenija bo preko čezmejnih kapacitet z vsemi sosednjimi državami (Madžarsko, Hrvaško, Italijo in Avstrijo) pomembno vpeta v mednarodni tranzit, zato bo JEK 2 s konkurenčno proizvodno ceno brez težav konkuriral na trgu električne energije. Dolgoročno nepredvidljiva emisijska shema CO₂ in cena kuponov ter omejene nacionalne kapacitete surovin (premog, nafta) bodo posamezne države zelo verjetno silile v projekte proizvodnje električne energije iz jedrskih virov, vendar to ne bo bistveno vplivalo na ekonomiko JEK 2.

Skladno z ugotovitvami v dokumentu Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji [9], je v prihodnosti pričakovati povečanje čezmejnih prenosov električne energije, saj je to skladno z evropskimi usmeritvami prostega trga in krepitve regijskega sodelovanja. Čezmejni prenos naj bi povečali zanesljivost sistema, kakovost električne energije in olajšali integracijo novih OVE. Glede na pričakovane primanjkljaje električne energije v Sloveniji in v regiji, je za potencialnega proizvajalca električne energije razvoj čezmejnih povezav dobrodošel, saj omogoča učinkovitejše plasiranje energije.

Desetletni razvojni načrt ENTSO-e za krepitev meddržavnih interkonekcij [15] predvideva izvedbo projektov prenosnih zmogljivosti v Sloveniji in v sosednjih državah (Avstrija, Italija, Hrvaška in Madžarska). Za povezavo Slovenije z Italijo se omenjata 2 x 400 kV daljnovod Okroglo-Udine in sistem HVDC Slovenija-Salgareda, za povezavo z Madžarsko pa bo zgrajen 400 kV daljnovod Cirkovce-Pince. Predvidene so še številne druge čezmejne prenosne povezave med ostalimi obravnavanimi državami.

Na osnovi razvojnih načrtov je bila izdelana napoved ustreznosti čezmejnih povezav za leto 2030 (**Slika 1.7-7**). Ob izpeljavi predvidenih investicij in ob pravočasnih ukrepih se lahko leta 2030 pričakuje ustreznost stanja interkonekcij. V primerjavi s trenutnim stanjem, za katerega so značilna številna ozka grla, se bo stanje znatno izboljšalo.

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.



Slika 1.7-7: Ocena ustreznosti interkonekcij leta 2030

1.7.1.4 Pomembnejši poudarki

Predhodne razvojne analize s področja proizvodnje in porabe električne energije kažejo, da navkljub izvajanju racionalizacije rabe električne energije, izrabi obnovljivih virov energije (OVE) in uvajanju soprodukcije toplote in elektrike (SPTE) ob omejitvah, ki jih predstavljajo okoljski izpusti, v srednje in dolgoročni prihodnosti brez dodatne rabe jedrske energije ne bo možno slediti trendu povečanih potreb po električni energiji, zagotoviti zanesljivo in konkurenčno oskrbo z energijo in izpolniti zaveze o znižanju emisij toplogrednih plinov (TGP) na področju elektroenergetike.

Slovenija že od začetka obratovanja NEK v letu 1981 spada v skupino držav, ki uporabljajo jedrsko energijo za proizvodnjo električne energije. Polovični delež NEK pokriva približno 25 % celotne letne slovenske proizvodnje električne energije oziroma 50 % vse nizkoogljicne proizvodnje, ter poleg fosilnih goriv in hidroenergije predstavlja pomemben steber zagotavljanja kakovostne, zanesljive in varne oskrbe.

Strateški dokumenti, ki jih je RS sprejela v zadnjih letih izkazujejo evropsko usmeritev energetske politike. Poleg glavnih usmeritev, med katerimi so spodbujanje izrabe OVE in SPTE, racionalne rabe energije in preprečevanje podnebnih sprememb, se sledi tudi ohranitvi proizvodnje v NEK (Resolucija o nacionalnem energetskega programu - ReNEP [4]).

Strategija razvoja Slovenije 2030 [2] z osrednjim ciljem »Slovenija, država kakovostnega življenja za vse« in dvanajstimi razvojnimi cilji je krovni okvir razvoja države. Uresničiti jih je mogoče z uravnoteženim gospodarskim, družbenim in okoljskim razvojem, ki upošteva omejitve in zmožnosti planeta ter ustvarja pogoje in priložnosti za sedanje in prihodnje rodove. Jedrska energija že danes podpira več razvojnih ciljev iz Strategije razvoja Slovenije 2030. Še bolj pa bi te cilje podpirala nadaljnja izraba jedrske energije oziroma izgradnja nove enote jedrske elektrarne, ki bi omogočila izkoriščanje prednosti jedrske energije tudi v prihodnje.

Usmeritev v izgradnjo novega jedrskega bloka v Krškem je v skladu s trajnostno energetske politiko in strateškimi cilji tako Republike Slovenije kot EU v boju proti podnebnim spremembam, omejevanju zunanje občutljivosti na uvoz nafte in zemeljskega plina ter vzpostavitvi bolj konkurenčnega trga z električno energijo. Jedrska energija je domač vir elektrike in toplote.

1.7.2 **Predstavitev variant**

V predinvesticijski zasnovi se je glede jedrskih tehnologij obravnavala osredotočila predvsem na tlačnovodne reaktorje (PWR). Razlogi za takšno odločitev so večplastni. Prvo je dejstvo, da je v domačem prostoru to obstoječa - znana tehnologija, za katero obstajajo več desetletne izkušnje tako v operativnem delu, kot v delu upravnih organov. Ne gre prezreti tudi dejstva, da je v svetu praktično več kot 65 % vseh reaktorjev zasnovanih na tej jedrski tehnologiji. Tlačnovodni reaktorji med vsemi dosegajo najvišje razpoložljivosti ter posledično visoke faktorje obremenitve. Pomemben je tudi vidik jedrske varnosti, kjer ločitev primarnega in sekundarnega kroga elektrarne pri tlačnovodnih reaktorjih pomeni manjšo možnost za morebitne izpuste radioaktivnih snovi v okolje.

Predinvesticijska zasnova obravnavala tri variante izgradnje tlačnovodnega(-ih) reaktorja(-jev):

- ❖ **VARIANTA 1:** Jedrska elektrarna z močjo okoli 1.100 MW_e (1 × 1.100 MW_e) – predviden obseg proizvodnje električne energije 8.800 GWh/leto

Predstavnikov, ki se uvrščajo v Varianto 1 je pet. Nosilci tehnologij oziroma potencialni dobavitelji so podjetja, ki prihajajo iz ZDA, Evrope oziroma Japonske (Joint-Venture), Južne Koreje, Kitajske in Rusije. Moči reaktorjev se med seboj nekoliko razlikujejo. Razpon nazivne električne moči med posameznimi reaktorji je od 1.050 MW_e do 1.255 MW_e.

- ❖ **VARIANTA 2:** Jedrska elektrarna z močjo okoli 1.600 MW_e (1 × 1.600 MW_e) – predviden obseg proizvodnje električne energije 12.800 GWh/leto

Predstavnik, ki se uvrščata v Varianto 2 sta dva. Eden od nosilcev tehnologij oziroma potencialnih dobaviteljev prihaja iz Evrope, drugi iz Južne Koreje. Razpon nazivne električne moči med reaktorjema je od 1.400 MW_e do 1.600 MW_e.

- ❖ **VARIANTA 3:** Jedrska elektrarna z dvema enotama moči okoli 1.100 MW_e (2 × 1.100 MW_e = 2.200 MW_e) – predviden obseg proizvodnje električne energije 17.600 GWh/leto

Pri Varianti 3 je predvideno, da se gradnja druge enote prične približno dve leti po pričetku gradnje prve od obeh enot.

Nove jedrske elektrarne generacije III/III+ so prilagojene novim razmeram, za katere bo značilna potreba po hitrem prilagajanju zahtevam elektroenergetskega sistema glede porabe kot tudi proizvodnje električne energije, predvsem zaradi spremenljivih OVE (sonce, veter). Sodobni reaktorji imajo način

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

fleksibilnega obratovanja predviden že v osnovnem dizajnu, brez negativnega vpliva na pričakovano življenjsko dobo 60 let. V prihodnje se bodo dobavitelji jedrskih elektrarn še z večjo mero fleksibilnosti prilagajali na nove razmere iz zahteve elektroenergetskih sistemov pri sledenju bremenu. Odlika delovanja elektroenergetskega sistema se izkazuje tudi v skupnem obratovanju novega jedrskega bloka in načrtovanih črpalnih elektrarn, saj zadnje delujejo kot transformator pasovne električne energije v višje vredno vršno energijo. To se dodatno pozitivno izkazuje skozi okoljske omejitve, ki predstavljajo veliko omejitev, ne le novim pasovnim virom električne energije, ampak tudi ostalim vršnim virom na fosilna goriva.

Novi jedrski objekt bo izpolnjeval vse varnostne zahteve in industrijske standarde, ki zagotavljajo popolno varnost in zdravje prebivalstva ter zaščito okolja.

Predvideva se, da bo JEK 2, odvisno od moči enote letno proizvedla od 8,8 TWh do 12,8 TWh električne energije, oziroma v primeru postavitve dveh enot do 17,6 TWh električne energije. Predvideni primanjkljaji električne energije izkazujejo možnost uspešne prodaje električne energije tako doma kot na tujih trgih. V PIZ se predpostavlja, da bo z vso proizvedeno električno energijo razpolagala Slovenija. Ali bo temu res tako, bo odvisno tudi od uporabljenega poslovnega modela oziroma od lastniške strukture.

Čas pridobivanja dovoljenj in gradnje je ključnega pomena pri izvedbi jedrskih projektov. Z namenom izpolnitve ključnih ciljev načrtovane investicije je v predinvesticijski zasnovi upoštevan optimiziran terminski načrt, ki predvideva pričetek obratovanja JEK 2 v letu 2030. Za izvedbo investicije v zahtevanem časovnem okviru bo potrebna visoka stopnja optimizacije vseh aktivnosti na projektu, od postopkov umeščanja JEK 2 v prostor, do poteka same gradnje jedrske elektrarne. To je možno izvesti z optimizacijo/spremembo trenutne zakonodaje, kot npr. sočasno izvajanje različnih postopkov, z uvedbo optimizacije načina umeščanja po PCI (Projects of Common Interest) uredbi [16] ali pa s sprejemom posebnega zakona, ki bi to omogočal. Pomen posebnega zakona je tudi v večji integriranosti vseh deležnikov v procesu pridobivanja dovoljenj, njihovi optimizaciji in poenotenju ciljev za lažje in učinkovito pridobivanje dovoljenj. Pri tem je potrebno poudariti, da je Slovenija država z razvito celotno jedrsko infrastrukturo ter da je GEN energija že izvedla vrsto predhodnih aktivnosti, ki omogočajo takojšen pričetek umeščanja v prostor. Večina potencialnih reaktorjev za JEK 2, je tudi že ocenjenih ali so v fazi ocenjevanja EUR organizacije (European Utility Requirement), kar bi tudi pomembno pripomoglo k kvalitetnejšemu in hitrejšemu pridobivanju dovoljenj. Vsi ti dodatni ukrepi lahko pomembno zmanjšajo tveganje v povezavi s sprejemljivostjo tehnologije ter posledično krajšo časovnico umeščanja in izgradnje objekta. Krajša časovnica je izrednega pomena, saj lahko bistveno doprinese k še večjim pozitivnim ekonomskim učinkom in posledično nižjim cenam električne energije, ki bi še bolj povečalo konkurenčnost slovenskega gospodarstva in zmanjšalo energetske revščine prebivalcev.

1.7.3 Vplivi na okolje

Izgradnja jedrske elektrarne JEK 2 bi morala biti vključena med prioritete nacionalne trajnostno razvojne projekte. Ključni argumenti, ki govorijo v prid jedrski strategiji, so izpolnjevanje obvez postopka obdobja oziroma izpolnjevanje obveznosti Pariškega sporazuma o podnebnih spremembah.

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

Datoteka: JEK2---2X2001_Uvod_povzetek.docx
Objekt: Jedrska elektrarna Krško 2 (JEK 2)

Id. oznaka: JEK2---2X2001
Datum: november 2019

Ključni argumenti so tudi zmanjševanje uvozne odvisnosti ob sočasnem doseganju konkurenčne cene proizvedene energije, ki ohranja in povečuje konkurenčnost slovenskega gospodarstva.

Izkoriščanje jedrske energije z izgradnjo JEK 2 omogoča znatno zmanjševanje emisij toplogrednih plinov v sektorju proizvodnje električne energije. Ob predpostavki, da se električna energija namesto v JEK 2 proizvaja v sodobni termoenergetski enoti na premog (TEŠ 6 z močjo 550 MW_e na pragu elektrarne, specifična emisija CO₂: 950 g/kWh proizvedene elektrike), preostanek do izenačitve proizvodnje z JEK 2 pa v kombiniranih plinsko parnih elektrarnah (specifična emisija CO₂: 366 g/kWh proizvedene elektrike), so bile izračunane okvirne količine emisij CO₂, ki se jim izognemo. V odvisnosti od obravnavane variante se izognemo naslednjim letnim emisijam CO₂: 5,7 milijonov ton (Varianta 1); 7,2 milijona ton (Varianta 2) oziroma 8,9 milijonov ton (Varianta 3). V Operativnem programu ukrepov zmanjšanja emisij toplogrednih plinov do leta 2020 [17] so za Slovenijo za sektor proizvodnja elektrike in toplote kot cilj za leto 2030 navedeni izpusti 3,963 mio ton CO₂ ekv, za vse sektorje skupaj pa je cilj 17,62 mio ton CO₂ ekv (brez upoštevanja ponorov). Za obdobje po letu 2030 so pomembne tudi dolgoročne ambicije podnebne politike, usklajene tudi s ciljem zmanjševanja emisij toplogrednih plinov, ki izhaja iz Načrta EU za prehod na konkurenčno gospodarstvo z nizkimi emisijami oziroma s ciljem brezogljične oskrbe z energijo do leta 2050.

Ob hkratnem uspešnem zagotavljanju zanesljive in kakovostne oskrbe z električno energijo se z izgradnjo JEK 2 izognemo tudi emisijam ostalih onesnaževal v zraku, kot so prašni delci, dušikovi oksidi (NO_x) in žveplov oksidi (SO_x). Z vidika doseganja nacionalnih ciljev na področju zgornjih mej emisij onesnaževal zunanjega zraka [18] je, glede na trenutno stanje, v tem kontekstu za Slovenijo pomembno omejevanje emisij prašnih delcev in dušikovih oksidov, pa tudi žveplovih oksidov. Po podatkih ARSO [19] so bile emisije onesnaževal zunanjega zraka v Sloveniji v letu 2017 naslednje: dušikovi oksidi NO_x (izraženo kot NO₂) 34.711 ton, žveplov oksidi (izraženo kot SO₂) 4.878 ton, skupni prah 15.149 ton. Uredba [18] za Slovenijo za obdobje od leta 2030 dalje določa zmanjšanje emisij dušikovih oksidov (NO_x) za 65 %, zmanjšanje emisij SO₂ pa za 92 %, oboje glede na izhodiščno leto 2005. Nacionalne zgornje meje emisij onesnaževal po letu 2030 so 19.319 ton/leto za NO_x in 3.234 ton/leto za SO₂.

Še večja odgovornost je pri nadomestitvi proizvodnje iz obstoječe NEK, iz katere samo slovenski delež že danes prispeva tudi do 50 % vse nizkoogljične električne energije. Če bi to energijo, namesto z JEK 2, nadomestili s proizvodnjo v kombiniranih plinsko parnih elektrarnah, ki imajo najnižje emisije med fosilnimi viri, bi povečali letne emisije do 1,1 mio ton CO₂ letno oziroma za približno 20 % glede na današnje izpuste v energetiki.

V nadaljevanju podajamo še nekatere ostale poudarke, ki so pomembni z vidika vplivov načrtovane JEK 2 na okolje:

- Najpomembnejše prednosti predvidene JEK 2, ki sodi v III/III+. generacijo jedrskih elektrarn, so večja obratovalna varnost, večja zanesljivost, manjši stroški obratovanja in vzdrževanja in manjši vpliv na okolje ob primeru kakršnegakoli dogodka znotraj jedrske elektrarne. Dejanski vplivi so zelo majhni, obratovanje teh jedrskih elektrarn s sodobnimi organizacijskimi pristopi in opremo pa je varno.

- Radiološka zaščita ali varstvo pred ionizirajočimi sevanji v JEK 2 bo temeljila na sistemu izpolnjevanja vseh varnostnih standardov za zaščito zdravja delavcev in prebivalstva, ki so na osnovi priporočil Mednarodne komisije za radiološko zaščito ICRP (International Commission on Radiological Protection) sestavni del vseh mednarodnih varnostnih standardov, ki jih pripravlja Mednarodna agencija za atomsko energijo ali pa jih izdaja Evropska Unija v obliki direktiv za svoje članice. Eden najpomembnejših pogojev pri izbiri tehnologije načrtovane JEK 2 je izpolnjevanje tehničnih zahtev EUR (European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants). Tehnične zahteve tako kot drugi zahtevani sodobni varstveni in varnostni ukrepi ter priporočila v zvezi z varstvom/zaščito pred radioaktivnim sevanjem zagovarjajo, da je v največji možni meri treba izključiti izpostavljenost radioaktivnemu sevanju.
- Ocenjena je letna izpostavitvev prebivalstva v okolici predvidene JEK 2 (skupaj vsi radioaktivni izpusti in sevanje), ki bo manjša od 0,001 mSv ($< 1 \mu\text{Sv}$), kar predstavlja manj kot 0,05 % letne doze naravnega ozadja, ki ga v pretežni meri povzročata neizogibno sevanje iz zemeljske skorje in sevanje, ki prihaja iz vesolja in na katerega je človeško telo prilagojeno. Ocenjena letna doza zaradi JEK 2 je več kot 100-krat nižja kot upravno določena meja (1 mSv/leto).
- Ker bo načrtovana JEK 2 opremljena s hladilnim sistemom z mokrimi hladilnimi stolpi, bodo dodatni vplivi na toplotno obremenitev Save minimalni oz. sprejemljivi. V hladilnem sistemu JEK 2 bo potrebno nadomeščati samo izparelo vodo in vodo za odsoljevanje (kaluženje).
- Vplivno območje IV. stopnje varstva pred hrupom je območje, kjer veljajo najvišje mejne vrednosti kazalcev hrupa $L_{noč}$ in L_{dan} za posamezna območja varstva pred hrupom. To območje bi se po merilih za določitev območij omejene rabe prostora zaradi jedrskega objekta JEK 2 predvidoma nahajalo v izključitvenem območju in delno v območju nadzorovane rabe okoli JEK 2, predvidoma do oddaljenosti 700 m.
- V zvezi s psihosocialnimi vplivi posega je pomembno predvsem nadaljnje korektno sodelovanje z lokalno in širšo javnostjo. Z vidika preprečevanja morebitnih negativnih odzivov je treba lokalno in širšo javnost čim prej in redno temeljito obveščati o načrtovani JEK 2.

S stališča vplivov na okolje so jedrske elektrarne sprejemljivejše ne samo od elektrarn na premog, ampak tudi od večine elektrarn na obnovljive vire. Tehnične rešitve za obdelavo in odlaganje radioaktivnih odpadkov so znane, v Sloveniji je lokacija odlagališča nizko in srednje-radioaktivnih odpadkov že določena, izbrana je tudi tehnologija odlaganja. Načini in tehnologije odlaganja obsevanega jedrskega goriva in odpadkov v primeru uporabe recikliranega goriva so znani, nekaj tovrstnih odlagališč je v Evropi že v izgradnji.

Delež zasedenega zemljišča glede na proizvedeno energijo je od vseh primerjanih tehnologij pri jedrski elektrarni večji le v primerjavi z elektrarno na zemeljski plin, pri kateri pa ni upoštevana zasedba zemljišč zaradi prenosnih visokotlačnih plinovodov, ki so potrebni za njeno obratovanje. Največja zasedba zemljišč je pri uporabi obnovljivih virov energije. Tveganje za pojav nesreč z zdravstvenimi posledicami je zanemarljivo.

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

Datoteka: JEK2---2X2001_Uvod_povzetek.docx
Objekt: Jedrska elektrarna Krško 2 (JEK 2)

Id. oznaka: JEK2---2X2001
Datum: november 2019

Načrtovani projekt JEK 2 je z vidika varstva okolja utemeljen. Dosedanje ugotovitve kažejo, da bo vpliv načrtovane JEK 2 na zunanje okolje sprejemljiv in v zakonskih okvirjih.

1.7.4 *Ekonomске analize*

V predinvesticijski zasnovi so obravnavne 3 variante izgradnje JEK 2. Investicijska vrednost Variante 1 moči 1.100 MW je ocenjena v višini 5,231 mrd EUR, investicijska vrednost Variante 2 moči 1.600 MW je ocenjena v višini 7,192 mrd EUR. Investicijska vrednost Variante 3 z dvema enotama moči 1.100 MW pa znaša 8,686 mrd EUR. V investicijske stroške so vključeni nepredvideni stroški v višini 10 %, stroški nakupa zemljišč in stroški specifičnosti lokacije. Stroški financiranja in obratna sredstva ter davek na dodano vrednost v navedenih stroških niso zajeti. Ob koncu 30-letnega obdobja obratovanja je upoštevana tudi revitalizacija osnovnih sredstev v višini 80 % vrednosti opreme.

Specifični strošek investicijskih vlaganj na inštalirano moč jedrske elektrarne je za standardni obseg elektrarne za Varianto 1 ocenjen na 4.200 EUR/kW_e, za Varianto 2 4.000 EUR/kW_e oziroma za Varianto 3 na 3.500 EUR/kW_e. Ti specifični stroški ne vsebujejo nepredvidenih stroškov, stroškov zemljišč in stroškov zaradi specifik lokacije, ki so v investicijskih vlaganjih še dodatno upoštevani.

V časovnem planu je predpostavljen 10 letni rok priprav in izgradnje elektrarne. Priprave na investicijo trajajo 5 let, izgradnja pa 5 let. Planirani začetek gradnje je leta 2025. Pri dvojnem bloku (Varianta 3) je upoštevan dvoletni zamik izgradnje drugega bloka. Planiran začetek obratovanja je leta 2030.

Izhodišča tržnih cen so povzeta po poglavju 3.2 Projekcija gibanja cen električne energije. Izhodiščna pasovna cena električne energije v letu 2030 znaša 70,00 EUR/MWh in se do leta 2035 postopno dvigne na 74,00 EUR/MWh. Nato je konservativno predpostavljeno, da cena električne energije po letu 2035 ostaja na enakem nivoju do konca dobe obratovanja elektrarne. Upoštevana cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija) znaša 110.000 EUR/MW/leto (fiksni del), upoštevana cena avtomatskega procesa vzdrževanja frekvence (sekundarna regulacija) pa znaša 144.000 EUR/MW/leto (fiksni del). Ceni se skozi leta ne spreminjata. Cena dejansko proizvedene električne energije iz primarne in sekundarne regulacije je za 30 % višja od pasovne cene električne energije. Cena neproizvedene električne energije iz primarne in sekundarne regulacije pa je za 30 % nižja od pasovne cene električne energije.

Viri financiranja investicije so za vse tri variante določeni ob enakih predpostavkah. Investicija se bo predvidoma financirala na naslednji način:

- 35 % s kapitalskimi sredstvi,
- 65 % z dolžniškimi sredstvi, od tega:
 - 35 % z dolgoročnimi posojili,
 - 30 % z dolžniškimi vrednostnimi papirji - obveznicami.

Viri financiranja investicije so za vse tri variante investicije prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 1.7-1**).

Tabela 1.7-1: Viri financiranja

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e		VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e		VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e	
	Skupaj	Delež	Skupaj	Delež	Skupaj	Delež
1. Lastna sredstva	0	0%	0	0%	0	0%
2. Dokapitalizacija	1.980.311	35%	2.707.032	35%	3.322.940	35%
3. Posojila	1.968.303	35%	2.722.063	35%	3.228.368	35%
-posojilo 1 (o.m.: 6,00%)	984.152	17%	1.361.031	17%	1.614.184	17%
-posojilo 2 (o.m.: 3,40%)	984.152	17%	1.361.031	17%	1.614.184	17%
4. Obveznice (o.m.: 3,40%)	1.691.608	30%	2.334.335	30%	2.769.877	30%
S K U P A J	5.640.223	100%	7.763.430	100%	9.321.185	100%

Ob upoštevanju zahtevane donosnosti na lastniški kapital v višini 4,00 % (v skladu z Uredbo o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ, Uradni list št. 60/06, 54/10, 27/16) [20] ter obrestnih mer posojil in obveznic diskontna stopnja po variantah znaša kot je prikazano v spodnji tabeli (**Tabela 1.7-2**).

Tabela 1.7-2: Diskontna stopnja po metodologiji tehtanega povprečja stroškov kapitala (WACC)

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%

Ob zgornjih predpostavkah so bili za projekt izračunani statični in dinamični kazalniki projekta. Statične kazalniki projekta ne upoštevajo časovne vrednosti denarja, zadostujejo pa za grobo presojo poslovnih rezultatov investicije. Medtem ko dinamični kazalniki projekta upoštevajo čas in vrednost denarja v njem ter imajo zato odločilno težo pri investicijskih odločitvah. Statični kazalniki so prikazani v tabeli (**Tabela 1.7-3**), dinamični kazalniki pa v tabeli (**Tabela 1.7-4**).

Tabela 1.7-3: Statični kazalniki donosnosti projekta

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Statični kazalniki			
Lastna cena EUR/MWh	36,53	34,09	30,71
Stroškovna cena EUR/MWh	31,98	29,77	26,93
Doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	12	12	11

Povprečno lastno ceno dobimo tako, da celotne stroške (fiksne in variabilne), vključno s stroški financiranja, delimo s količino proizvodnje, stroškovno ceno pa dobimo tako, da letne stroške, brez stroškov financiranja, delimo z obsegom proizvodnje.

Tabela 1.7-4: Dinamični kazalniki donosnosti projekta

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Dinamični kazalniki			
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%
Diskontirana cena električne energije (Levelised costs) (v EUR/MWh)	46,78	43,74	39,29
Kazalniki upravičenosti investicije			
Diskontirana doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	19	17	15
Neto sedanja vrednost (v mio EUR)	2.634	4.429	7.060
Interna stopnja donosnosti (%)	6,15%	6,65%	7,59%

DDVS – diskontirana doba vračanja sredstev: nam pove v kolikšnem času se povrne investicija, če pri izračunu upoštevamo časovno vrednost denarja (diskontno stopnjo).

NSV – neto sedanja vrednost: je najprimernejši kazalnik pri izboru optimalne variante, saj upošteva vse denarne tokove investicije in upošteva časovno vrednost denarja. Prikaže nam absoluten donos investicije. Pri izračunu smo upoštevali diskontno stopnjo v višini WACC posamezne variante.

ISD – interna stopnja donosnosti: je tista diskontna stopnja, pri kateri je neto sedanja vrednost investicije enaka nič. Metoda upošteva časovno vrednost denarja. Prikaže relativni donos investicije.

Investicijske projekte jedrskih elektrarn uvrščamo med kapitalno intenzivne investicije, pri katerih so dobe vračanja vloženih sredstev daljše in imajo relativno nizke stopnje donosnosti. Vse tri obravnavane variante v predinvesticijski zasnovi izkazujejo, za tovrstne objekte, dokaj ugodno stopnjo donosa. Izračunana kazalnika ISD in NSV nam pokažeta, da je nekoliko ugodnejša Varianta 3, sledita ji varianti 2 in 1. Razlike v donosnosti so majhne.

Za projekt je bila izdelana tudi analiza občutljivosti in sicer na obseg investicijskih stroškov, prodajno ceno pasovne električne energije, spremembo stroškov goriva, ure obratovanja, dobo izgradnje in diskontno stopnjo (WACC). Analiza občutljivosti je pokazala, da je projekt najbolj občutljiv na spremembo prodajne cene električne energije, spremembo obsega ur obratovanja JEK 2 ter spremembo diskontne stopnje (WACC).

V sklopu analize scenarijev smo poleg pasovnega načina obratovanja analizirali tudi sodelovanje JEK 2 pri zagotavljanju sistemskih storitev in tudi način obratovanja sledenje bremenu (trapez). Iz izdelanih analiz izhaja, da oba načina obratovanja (ob trenutnih pogojih zagotavljanja sistemskih storitev) dajeta, v primerjavi s pasovnim načinom obratovanja, ekonomsko manj ugodne rezultate. Interna stopnja

donosnosti je pri načinu obratovanja v katerem JEK 2 zagotavlja tudi sistemske storitve manjša za 3 do 7 %. Pri scenariju sledenje bremenu (trapez) pa je interna stopnja donosnosti manjša za 16 do 18 %.

V okviru analize tveganj so bila identificirana in ovrednotena tveganja, povezana s projektom JEK 2 ter predlagani ukrepi za obvladovanje vseh ključnih tveganj.

Za izgradnjo nove jedrske elektrarne so bili predstavljeni tudi makroekonomski učinki. V študiji »Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060« [21] so ugotovljeni številni pozitivni makroekonomski učinki. Gradnja JEK 2 bo vplivala na slovensko gospodarstvo, ki potencialno lahko pridobi 4,4 milijarde evrov prihodka (6,2 % skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), skoraj 1,9 milijarde evrov dodane vrednosti (5,6 % slovenskega letnega BDP), preko 900 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, dobrih 500 milijonov evrov dobička (8,1 % skupnega letnega poslovnega presežka slovenskega gospodarstva) ter še 370 milijonov evrov amortizacije. Dobiček in amortizacija skupaj predstavljata blizu 900 milijonov evrov prostega denarnega toka. Za storitve v zvezi z investicijo bo angažirano 47 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 6,2 milijarde evrov. Javnofinančni prihodki bodo znašali skoraj 700 milijonov evrov. Ob tem bo potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti skoraj 4,1 milijarde evrov (16 % slovenskega letnega uvoza blaga in storitev). Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bo vodilo v 11 milijonov evrov investicij za raziskave in razvoj (2,8 % vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

Makroekonomske učinke v jedrski industriji je analizirala tudi družba Deloitte [22]. V analizi je prikazala, da so makroekonomski učinki še precej večji, saj vsak vložen evro v jedrsko industrijo generira 4 evre učinka v vseh dejavnostih skupaj. To pomeni, da je jedrska industrija dejavnost z visoko dodano vrednostjo, ki jo je smiselno izkoristiti.

Izjemno pomembno je dejstvo, da delovanje JEK 2 prispeva k zanesljivi oskrbi z električno energijo in k ohranjanju stabilnosti cen na slovenskem trgu električne energije, kar pa pomeni nižje proizvodne stroške slovenskih podjetij in posledično višjo konkurenčnost slovenskega gospodarstva.

1.7.5 Izbor najustreznejše variante

Za izbor najustreznejše variante načrtovane druge enote jedrske elektrarne so bili, glede na specifiko obravnavanega objekta JEK 2, kriteriji za primerjavo razvrščeni v 5 (pet) skupin in obravnavani po naslednjih vidikih:

- TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK
- SISTEMSKO – ELEKTROENERGETSKI VIDIK
- PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK
- VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK
- EKONOMSKI VIDIK

V navedenih petih skupinah so vključeni vsi najbolj pomembni in relevantni kriteriji za medsebojno primerjavo variantnih rešitev obravnavanega objekta JEK 2. Izbor kriterijev je opravljen glede na specifiko objekta, z upoštevanjem izkušenj iz tovrstnih objektov doma (NEK) in v tujini. Na nivoju

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

kriterijev je bila pri vseh uporabljenih kriterijih znotraj posameznih skupin upoštevana enakomerna porazdelitev uteži (ponderjev).

Metoda spreminjanja uteži je bila pri vrednotenju uporabljena samo na nivoju zgoraj navedenih skupin. Določanje uteži je subjektivne narave, zato je bila izvedena poenostavljena analiza občutljivosti s ciljem, da se ugotovi vpliv spreminjanja uteži na vrstni red obravnavanih variant.

Poenostavljena analiza občutljivosti na spreminjanje vrstnega reda na lestvici vrednotenja variant, ki je izvedena z navzkrižnim dodeljevanjem uteži v razmerju 10 % proti 60 % je pokazala, da način vrednotenja ni posebej občutljiv na spreminjanje uteži oziroma pomembnost posameznih skupin kriterijev. Na osnovi te ugotovitve lahko za primerjavo obravnavanih variant upoštevamo t.i. »predlagani scenarij«, kjer so bile na nivoju skupin kriterijev upoštevane uteži: 10 % pri tehnično – tehnološkem vidiku, 20 % pri sistemsko – elektroenergetskem vidiku, prostorsko – okoljskem in varnostno – radiološkem vidiku ter 30 % pri ekonomskem vidiku. Določitev uteži posameznim skupinam v sklopu »predlaganega scenarija« izhaja iz strokovne presoje o pomembnosti posameznih skupin kriterijev oziroma področja obravnave.

V poglavju 11.4: Prikaz in analiza rezultatov vrednotenja variant predinvesticijske zasnove so v zaključnem delu podane ugotovitve, ki izhajajo iz vrednotenja. Če se osredotočimo samo na rezultate vrednotenja lahko ugotovimo, da je pri »predlaganem scenariju« razlika v točkah med prvo uvrščenim (Varianta 1) in drugo uvrščenim (Varianta 3) manj kot 1,5 %. Rezultat ni bistveno drugačen tudi v primeru opazovanja razlike med najbolje in najslabše ocenjeno varianto oziroma tipom reaktorja za JEK 2, in sicer manj kot 3 % glede na razpon območja vrednostne lestvice. Majhne razlike med variantami nastopajo tudi v »osnovnem scenariju«, pri katerem so bile uteži po pomembnosti enakomerno porazdeljene med posamezne skupine kriterijev (utež 20 % za vsako od petih skupin). Razlika v točkah med variantama 1 in 3 je tu manj kot 6 %. Nekoliko večje razlike med variantami veljajo za obravnavo v okviru paketa t.i. tehničnih scenarijev (tehnologija, sistemski vidik, okolje, radiološki vidik) in pri ekonomskih pokazateljih kot so lastna cena, diskontirana cena električne energije in interna stopnja donosa.

Ker so v konkretnem primeru razlike lahko celo manjše od velikosti napake pri definiranju vhodnih podatkov, bo v naslednjih fazah projekta potrebno pridobiti kvalitetnejše (po možnosti zavezujoče) tehnične in druge podatke o posameznih reaktorjih, ki bodo omogočili natančnejše vrednotenje na ravni kriterijev.

V takšnih razmerah, ko je za projekt JEK 2 potrebno v maksimalni možni meri zagotoviti konkurenco med potencialnimi dobavitelji jedrskih elektrarn, hkrati pa v tej fazi projekta ni možno zagotoviti zavezujočih tehničnih, še manj pa vhodnih podatkov za ekonomske izračune (npr. višina investicijske vrednosti je zgolj informativna), in ob tako majhnih razlikah, ki izhajajo iz vrednotenja variant, izbor najugodnejše variante ni utemeljen.

Iz predhodno opravljenih obravnav in primerjav v okviru vrednotenja variant je razvidno, da obravnavani tipi reaktorjev izpolnjujejo večino zahtev Evropskega združenja proizvajalcev električne energije iz jedrske energije (EUR) v okviru tehnično – tehnološkega, okoljskega in varnostno – radiološkega vidika.

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

Datoteka: JEK2---2X2001_Uvod_povzetek.docx
Objekt: Jedrska elektrarna Krško 2 (JEK 2)

Id. oznaka: JEK2---2X2001
Datum: november 2019


Vrednotenje v tej predinvesticijski zasnovi temelji na sedaj dostopnih podatkih, natančnejša analiza pa bo možna šele v fazi vrednotenja konkretnih in zavezujočih ponudb.

Ker gre v okviru obravnavanih variant za jedrske reaktorje uveljavljenih nosilcev tehnologije, katerih jedrski reaktorji izpolnjujejo varnostne in okoljske standarde, kar je razvidno iz že opravljenih postopkov licenciranja ali pa iz spremljajoče dokumentacije v postopkih licenciranja, in ker se je pri vrednotenju omejenega števila razpoložljivih jedrskih reaktorjev v sklopu obravnavanih variant pokazalo, da so razlike med njimi majhne predlagamo, da **vse analizirane variante in navedeni reaktorji ostajajo v obravnavi za nadaljnje faze projekta.**

1.8 VIRI

- [1] Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države – OdSUKND (Ur.l. RS, št. 53/15)
- [2] Strategija razvoja Slovenije 2030:
<https://www.gov.si/zbirke/projekti-in-programi/izvajanje-strategije-razvoja-slovenije-2030/>
https://www.rcms.si/upload/files/5_Strategija_razvoja_Slovenije_2030.pdf
- [3] Resolucija o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007-2023 (ReNRP);
http://www.slovenijajutri.gov.si/uploads/tx_publikacije/061127_resolucija.pdf
- [4] Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (Ur.l. RS, št. 57/04)
- [5] IAEA Power Reactor Information System (PRIS) – The Database on Nuclear Power Reactors
<https://pris.iaea.org/pris/>
- [6] Eurostat, Energy production and imports, <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/1216.pdf>
- [7] <https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
- [8] Poročilo IPCC, stran 14:
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_HR.pdf
- [9] Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljivo družbo v Sloveniji, ELEK, 2016
- [10] Osnutek Nacionalnega energetskega podnebne načrta (NEPN), avgust 2019 -
<https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-naclrt/dokumenti/#c938>
- [11] Ministrstvo za infrastrukturo, Priprava dolgoročnih energetske bilanc do leta 2035 in okvirno do leta 2055, 2017
- [12] Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije za obdobje 2019-2027, ELES, 2019
- [13] Energetski koncept Slovenije (EKS) - https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/eks/razgrnitev_op_feb_2018/eks_ob_jr_feb_2018.pdf
- [14] EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050
- [15] ENTSO-e, 10-Year Network Development Plan, 2014
- [16] Uredba (EU) št.: 347/2013 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 17. aprila 2013
- [17] Operativni program ukrepov zmanjšanja emisij toplogrednih plinov do leta 2020, december 2014
- [18] Uredba o nacionalnih zgornjih mejah emisij onesnaževal zunanjega zraka (Ur.l. RS, št. 48/18)
- [19] National Sector Emissions,
http://okolje.arso.gov.si/onesnazevanje_zraka/reporting#Nacionalne_emisije_onesnazeval_zraka.

- [20] Uredba o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ (Uradi list RS št. 60/06, 54/10, 27/16)
- [21] Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060,; ELEK, dokument št. 2065, marec 2018
- [22] Economic and Social Impact Report of Nuclear Energy in EU 28, Deloitte, Foratom, April 2019

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 2. ANALIZA STANJA	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:				Številka projekta:		JEK2-B003/014A	
Izdelal:		/		Klasifikac. oznaka:		-	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 2 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

2	USKLAJENOST INVESTICIJSKEGA PROJEKTA Z DRŽAVNO STRATEGIJO RAZVOJA SLOVENIJE, USMERITVAMI SKUPNOSTI TER PROSTORSKIMI AKTI	3
2.1	RAZVOJNI NAČRTI SLOVENIJE NA PODROČJU ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
2.1.1	<i>Strategija razvoja Slovenije 2030</i>	4
2.1.1.1	Ključne usmeritve iz SRS 2030	4
2.1.1.2	Skladnost jedrske energije s cilji SRS 2030	6
2.1.2	<i>Energetski koncept Slovenije (EKS)</i>	14
2.1.3	<i>Nacionalni energetski in podnebni načrt Slovenije (krajše: NEPN)</i>	17
2.2	IZZIVI ZAGOTAVLJANJA ZANESLJIVE OSKRBE V LUČI AMBICIOZNIH CILJEV POVEČEVANJA DELEŽA OVE	18
2.2.1	<i>Težave prevelikih deležev razpršenih virov</i>	18
2.2.1.1	Primanjkljaj ali presežek moči	19
2.2.1.2	Primanjkljaj ali presežek energije	20
2.2.2	<i>Reševanje problematike</i>	20
2.2.3	<i>Reševanje primanjkljaja ali presežka moči</i>	21
2.2.4	<i>Reševanje primanjkljaja ali presežka energije</i>	21
2.3	VLOGA JEDRSKIH ELEKTRARN V VIDNIH ČLANICAH EU	22
2.3.1	<i>Energetska strategija vidnih članic EU s poudarkom proizvodnje električne energije iz jedrskih elektrarn</i>	22
2.3.1.1	Finska	23
2.3.1.2	Češka	24
2.3.1.3	Madžarska	25
2.3.1.4	Francija	26
2.3.1.5	Združeno kraljestvo Velike Britanije in Severne Irske	28
2.3.1.6	Švedska	29
2.3.1.7	Švica	30
2.3.2	<i>Pregled projektov izgradnje jedrskih objektov v EU in svetu</i>	31
2.3.2.1	Finska: Olkiluoto 3	36
2.3.2.2	Francija: Flamanville 3	37
2.3.2.3	Slovaška: Mochovce 3 in 4	38
2.3.2.4	Madžarska: Paks 5 in 6	39
2.3.2.5	Velika Britanija: Hinkley Point C	41
2.4	VIRI	41

2 USKLAJENOST INVESTICIJSKEGA PROJEKTA Z DRŽAVNO STRATEGIJO RAZVOJA SLOVENIJE, USMERITVAMI SKUPNOSTI TER PROSTORSKIMI AKTI

Uvodoma naj pojasnimo, da je upravljanje družbe GEN energija, ki je v 100 % državni lasti, urejeno preko Slovenskega državnega holdinga (SDH). Upravljanje kapitalskih naložb države, ki jih obvladuje SDH je bilo julija 2015 sprejeto s strategijo upravljanja naložb v Državnem zboru RS, ki je sprejel Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države [20].

GEN energija zasleduje usmeritve iz strategije upravljanja naložb, med katero SDH in Državni zbor RS vključujeta tudi projekt nove enote jedrske elektrarne - JEK 2.

Poglavje je v veliki meri povzeto na podlagi naslednjih študij:

- ELEK in Ekonomski Institut Pravne fakultete (EIPF), Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljico družbo v Sloveniji, 2016 [1]
- ELEK, Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060, 2018 [2]

Povpraševanje po električni energiji brez izpustov toplogrednih plinov narašča hitreje kot se povečuje proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov energije. Poleg visoke letne rasti porabe in velike odvisnosti od uvoza električne energije razmere v elektroenergetiki otežujeta tudi relativno visoka starost energetskih objektov ter zaveze za uresničevanje podnebno-energetskega paketa Evropske Unije (EU). Slednji narekuje investicije v obnovljive vire energije (OVE) in zmanjšanje emisij toplogrednih plinov. V Sloveniji v zadnjih letih sicer pospešeno vlagamo v obnovljive vire energije, vendar pa lahko z njimi zaradi ekonomskih in prostorskih omejitev ter zaradi potrebe po zagotavljanju stabilnosti omrežja, ki dopušča le omejen obseg OVE, le delno zadostimo potrebam po električni energiji. Vse to narekuje razmišljanje o možnostih razširitve velikih, stabilnih proizvodnih zmogljivosti, ki ne oddajajo toplogrednih plinov med obratovanjem. V srednje in dolgoročni prihodnosti je jedrska energija edina realna, tehnološko in ekonomsko preverjena in zanesljiva možnost proizvodnje velikih količin električne energije praktično brez izpustov toplogrednih plinov. Kot takšno jo v modernih energetskih strategijah upoštevajo tudi dokumenti EU.

Skladno s pogodbo EURATOM, EU odločitev o uporabi jedrske energije prepušča državam članicam, hkrati pa preko Evropske komisije skrbi za visoke jedrske standarde in ohranjanje jedrske opcije v skupni energetski mešanici. Statistični podatki kažejo, da jedrska energija znatno prispeva k nižjim sistemskim stroškom in nižji ceni električne energije, kar zvišuje konkurenčnost evropskega gospodarstva.

Jedrska energija kot vir predstavlja v EU28 najvišji delež za proizvodnjo elektrike. Ta v povprečju znaša približno 27 % v letu 2017. Jedrska energija ni torej pomembna le kot najbolj pomemben nizkoogljivi vir ampak tudi po obsegu proizvodnje med vsemi viri. Zato je ključno, kako se bo Evropa odločila glede jedrske energije in podprla njeno nadaljnjo izkoriščanje, kot ključnega vira za doseganje nizkoogljive proizvodnje. Večina držav podpira jedrsko energijo in jo vidijo kot ključno tehnologijo za doseganje podnebnih ciljev, medtem ko sta Nemčija in Avstrija v izrazitem nasprotovanju proti jedrski bolj ali manj same v EU28. Belgija je v letu 2018 sicer še enkrat podprla odločitev o prenehanju uporabe jedrske energije po letu 2025, čeprav

se zavedajo, da se bodo morali dodatno opreti na fosilna goriva. Prav tako je tudi Švica podprla prenehanje uporabe jedrske energije po letu 2029. Pri odločitvi posamezne države pa je potrebno upoštevati njene naravne danosti za izkoriščanje OVE in energetske geostrateške pozicije (npr. Švica).

2.1 RAZVOJNI NAČRTI SLOVENIJE NA PODROČJU ELEKTRIČNE ENERGIJE

V nadaljevanju so podani povzetki naslednjih sprejetih strateških dokumentov na nivoju Slovenije:

- Strategija razvoja Slovenije 2030 (december 2017- zaključeno) [3]
- Energetski koncept Slovenije (junij 2015 - sprejetje predloga EKS ni bilo izvedeno) [13]
- Nacionalni energetski in podnebni načrt (november 2018 – v teku) [14]

Opisano stanje in podatki veljajo v času, ko so bili obravnavani dokumenti sprejeti in v procesu priprave, zato je potrebno upoštevati, da so lahko nekatere razlike med takratnimi predvidevanji in dejanskim trenutnim stanjem.

2.1.1 *Strategija razvoja Slovenije 2030*

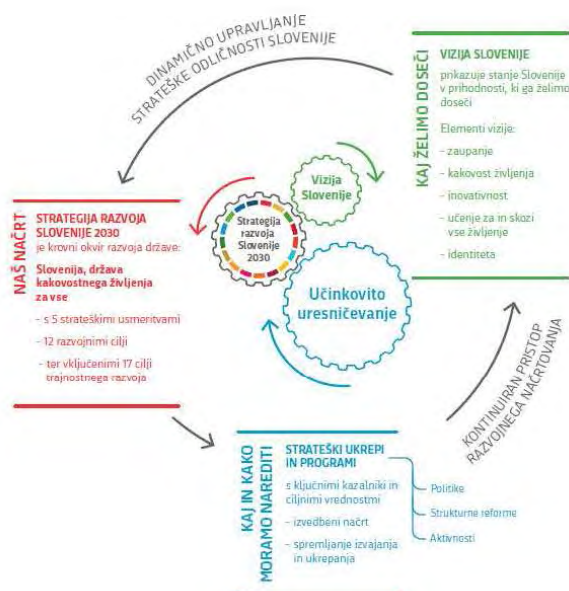
Strategija razvoja Slovenije 2030 (SRS 2030) [3] pomeni krovni razvojni okvir, ki temelji na usmeritvah Vizije Slovenije 2050, razvojnem izhodišču in mednarodnih zavezah Slovenije ter trendih in izzivih na regionalni, nacionalni, evropski in globalni ravni. Vizija Slovenije, ki so jo v obsežnem in vključujočem procesu ustvarili njeni prebivalci, opisuje podobo stanja v državi, kakršno si želimo v prihodnosti in je ključna pri oblikovanju smeri dolgoročnega razvoja države. Za doseganje ciljev strategije je potrebno njeno aktivno uresničevanje.

2.1.1.1 Ključne usmeritve iz SRS 2030

Osrednji cilj SRS 2030 je zagotoviti kakovostno življenje za vse (**Slika 2.1-1**). Uresničiti ga je mogoče z uravnoteženim gospodarskim, družbenim in okoljskim razvojem, ki upošteva omejitve in zmožnosti planeta ter ustvarja pogoje in priložnosti za sedanje in prihodnje rodove. Na ravni posameznika se kakovostno življenje kaže v dobrih priložnostih za delo, izobraževanje in ustvarjanje, v dostojnem, varnem in aktivnem življenju, zdravem in čistem okolju ter vključevanju v demokratično odločanje in soupravljanje družbe.

Strateške usmeritve države za doseganje kakovostnega življenja so:

1. vključujoča, zdrava, varna in odgovorna družba,
2. učenje za in skozi vse življenje,
3. visoko produktivno gospodarstvo, ki ustvarja dodano vrednost za vse,
4. ohranjeno zdravo naravno okolje,
5. visoka stopnja sodelovanja, usposobljenosti in učinkovitosti upravljanja.



Slika 2.1-1: Osrednji cilj in strateške usmeritve SRS

Pet strateških usmeritev za doseg osrednjega cilja strategije bomo uresničevali z delovanjem na različnih medsebojno povezanih in soodvisnih področjih, ki so zaokrožena v dvanajstih razvojnih ciljih strategije (Slika 2.1-2). Vsak cilj se navezuje tudi na cilje trajnostnega razvoja Agende 2030. Za vsak razvojni cilj so določena ključna področja, na katerih bo treba delovati, da bi dosegli kakovostno življenje za vse. Cilji pomenijo podlago za oblikovanje prednostnih nalog in ukrepov Vlade RS, nosilcev regionalnega razvoja, lokalnih skupnosti in drugih deležnikov.

Kakovost življenja za vse	Vključujoča, zdrava, varna in odgovorna družba	Visoko produktivno gospodarstvo, ki ustvarja dodano vrednost za vse	Učenje za in skozi vse življenje	Ohranjeno zdravo naravno okolje	Visoka kakovost socialne, kulturne, gospodarske in okoljske in celostne upravljanja
Cilj 1: Zdravo in aktivno življenje	•		•	•	
Cilj 2: Znanje in spretnosti za kakovostno življenje in delo	•	•	•		
Cilj 3: Dostojno življenje za vse	•				•
Cilj 4: Kultura in jezik kot temeljna dejavnika nacionalne identitete	•		•		
Cilj 5: Gospodarska stabilnost		•			•
Cilj 6: Konkurenčen in družbeno odgovoren podjetniški in raziskovalni sektor		•	•		•
Cilj 7: Vključujoč trg dela in kakovostna delovna mesta	•	•	•		
Cilj 8: Nizkoogljično krožno gospodarstvo	•	•	•	•	
Cilj 9: Trajnostno upravljanje naravnih virov	•	•		•	
Cilj 10: Zaupanja vreden pravni sistem	•	•			•
Cilj 11: Varna in globalno odgovorna Slovenija	•	•		•	•
Cilj 12: Učinkovito upravljanje in kakovostne javne storitve		•	•		•

Slika 2.1-2: Povezovanje razvojnih ciljev s strateškimi usmeritvami

SRS 2030 z osrednjim ciljem »Slovenija, država kakovostnega življenja za vse« in dvanajstimi razvojnimi cilji je krovni okvir razvoja države, ki mu sledijo področne oziroma sektorske strategije (med drugimi Energetski koncept Slovenije), regionalne in občinske strategije ter tudi programi in operativni izvedbeni ukrepi. V okviru vsakega razvojnega cilja pa mora biti opredeljena pot njegovega doseganja.

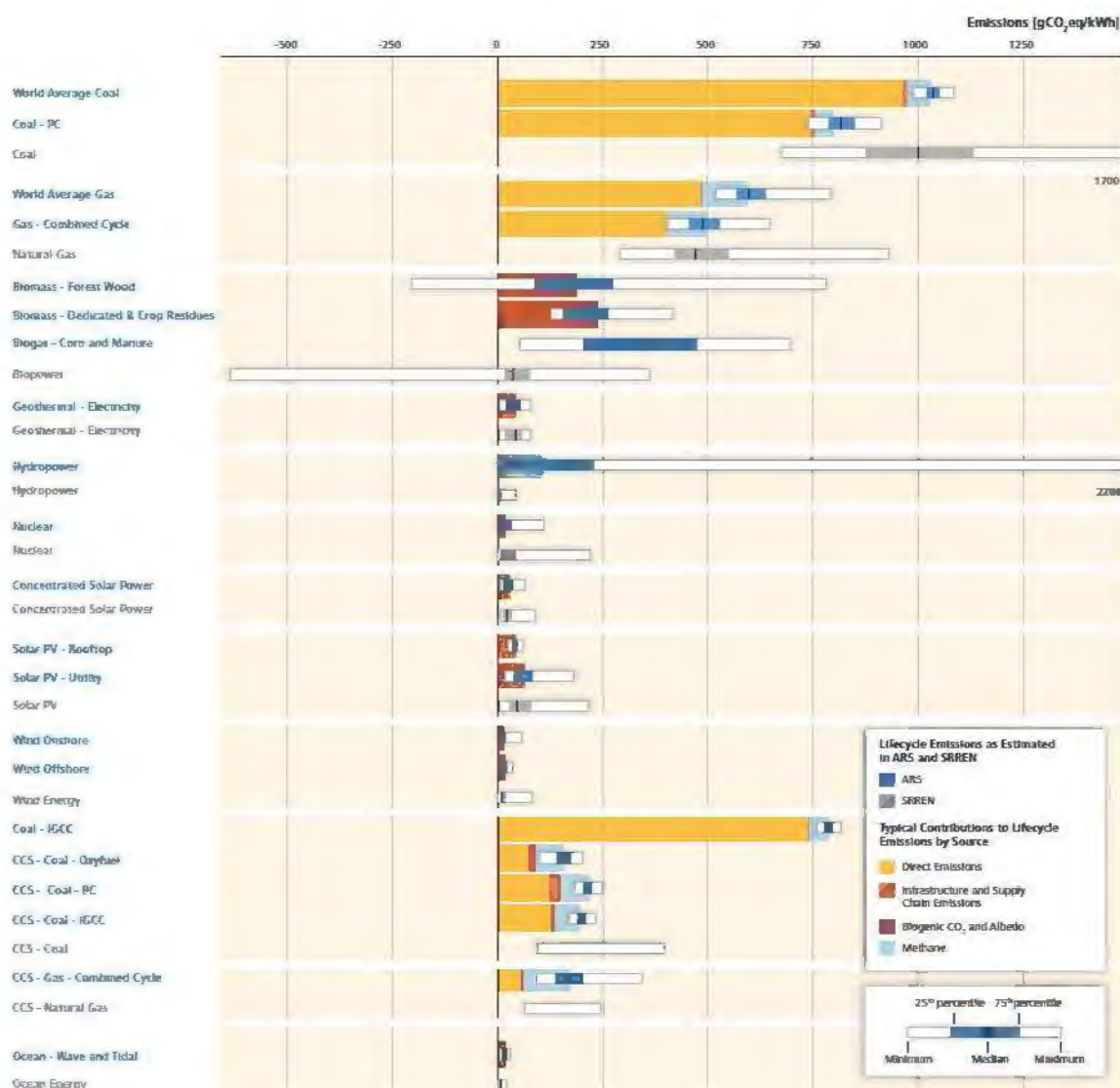
2.1.1.2 Skladnost jedrske energije s cilji SRS 2030

Osrednji cilj SRS 2030 je zagotoviti kakovostno življenje za vse. Uresničiti ga je mogoče z uravnoteženim gospodarskim, družbenim in okoljskim razvojem, ki upošteva omejitve in zmožnosti planeta ter ustvarja pogoje in priložnosti za sedanje in prihodnje rodove. Na ravni posameznika se kakovostno življenje kaže v dobrih priložnostih za delo, izobraževanje in ustvarjanje, v dostojnem, varnem in aktivnem življenju, zdravem in čistem okolju ter vključevanju v demokratično odločanje in soupravljanje družbe.

Jedrska energija že danes podpira več razvojnih ciljev iz SRS 2030. Še bolj pa bi te cilje podpirala nadaljnja izraba jedrske energije oziroma izgradnja nove enote jedrske elektrarne, ki bi omogočila izkoriščanje prednosti jedrske energije tudi v prihodnje. V nadaljevanju bolj podrobno prikazujemo kako jedrska energija zasleduje te ključne cilje.

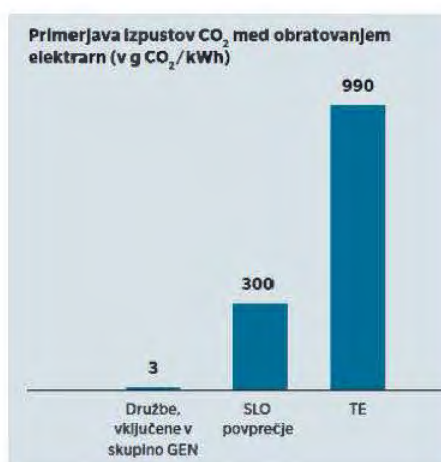
Cilj 1: Zdravo in aktivno življenje

Jedrska energija zmanjšuje tveganje za zdravje ljudi, saj tekom obratovanja ne povzroča emisij TGP. Slika (Slika 2.1-3) prikazuje primerjavo izpustov TGP v ozračje pri proizvodnji električne energije glede na življenjski cikel posamezne tehnologije (fossilna goriva, obnovljivi viri energije, jedrska energija). Jedrska energija sodi med tehnologije, ki nimajo direktnih izpustov TGP tekom obratovanja, hkrati pa sodi med vire z najmanj izpusti TGP v življenjskem ciklu.



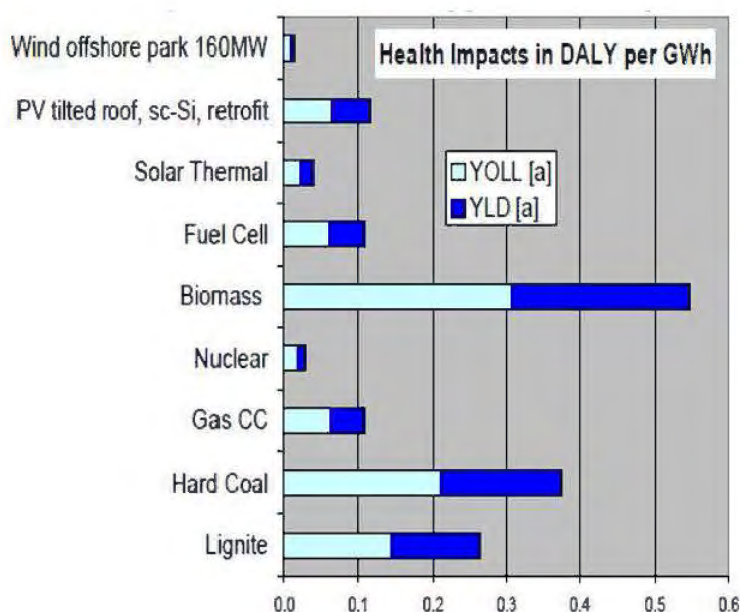
Slika 2.1-3: Emisije TGP pri proizvodnji elektrike za celotni življenjski cikel [4]

Skupina GEN že danes pomembno prispeva k izpolnjevanju ciljev zmanjšanja emisij TGP, saj je ogljični odtis skupine 0,003 kg CO₂/kWh oziroma 150-krat manjši od povprečja slovenske elektroenergetike (Slika 2.1-4). Pri tem je ključna jedrska energija iz NEK, ki predstavlja 80 % (leto 2018) vse proizvodnje skupine GEN.



Slika 2.1-4: Delež posameznih virov v skupni proizvodnji elektrike [5].

Vpliv posameznih tehnologij na zdravje ljudi prikazuje Svetovna zdravstvena organizacija (WHO) s kazalnikom vpliva na zdravje ljudi DALY (disability-adjusted life year) – vrednost skupnega bremena bolezni izražena v številu let izgubljenih zaradi bolezni, invalidnosti ali zgodnje smrti. Definiran je s t.i. YOLL (Years Of Life Lost) – števila izgubljenih let zaradi prezgodnje smrti in YLD (Years Lost due to Disability) – števila izgubljenih let zaradi nezmožnosti/bolezni oziroma posledic le teh. Kot je razvidno iz slike (Slika 2.1-5) ima ravno jedrska energija najmanjši vpliv med vsemi tehnologijami.



Slika 2.1-5: Vpliv posamezne tehnologije na zdravje in smrtnost ljudi [6]

Študija »Prevented mortality and greenhouse gas emissions from historical and projected nuclear power« [7] ocenjuje, da je uporaba jedrske energije, v primerjavi, če bi enako količino energije proizvedli iz premoga, v obdobju med 1971 do 2009, preprečila 1,8 milijona smrti po celem svetu. Uporaba jedrske energije je v obdobju med 1971 do 2009 preprečila za 64 Gt izpustov CO₂. Dodatno so analizirali, kaj bi za obdobje od 2010 do 2050 pomenilo, če bi se svet odpovedal jedrski energiji. V primeru, da bi energijo, ki jo predvideva visok IAEA scenarij za jedrsko energijo nadomestili s premogovno tehnologijo, bi to pomenilo

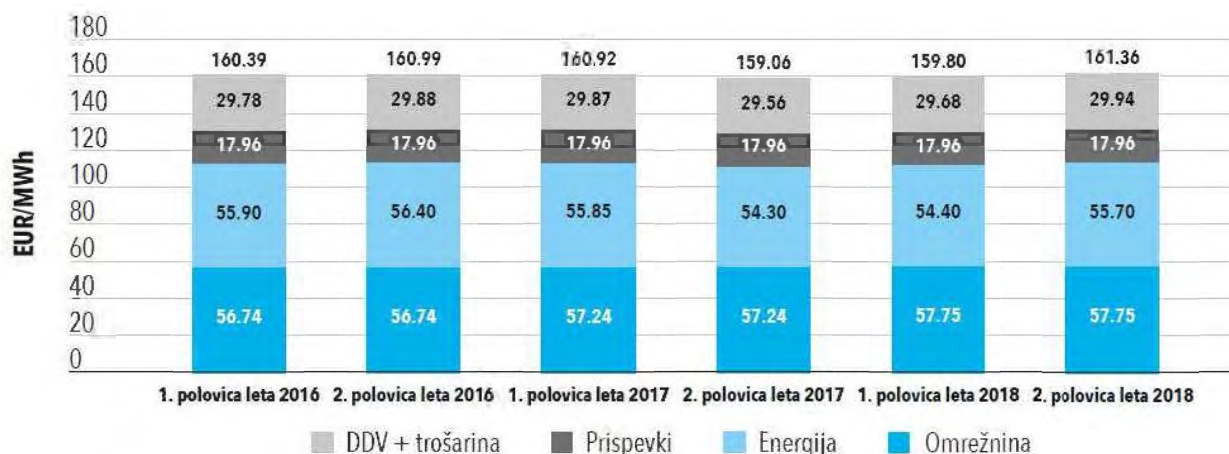
smrt 7 milijonov prebivalcev v obdobju od 2010 do 2050. Če pa bi to energijo nadomestili s plinsko tehnologijo pa smrt 680.000 prebivalcev.

Cilj 3: Dostojno življenje za vse

Dostop do energije je eden izmed zelo pomembnih dejavnikov dostojnega življenja. Jedrska energija že danes pomembno doprinese k dostojnosti življenja, nadaljnja odločitve o rabi jedrske energije pa bi to še podkrepila.

Cena električne energije iz jedrske elektrarne je konkurenčna, stabilna in predvidljiva. S tem vpliva na celotni trg električne energije in omogoča državi, da ščiti tudi socialno ogrožene skupine, saj jim omogoča cenovno konkurenčen dostop do energije.

Slika (Slika 2.1-6) predstavlja primerjavo strukturiranih cen električne energije za značilne gospodinske odjemalce na maloprodajnem trgu med leti 2016 in 2018. Potrebno je poudariti, da cena s strani proizvajalcev električne energije predstavlja vedno manjši delež v končni ceni električne energije. Cena je sestavljena iz cene električne energije, davkov in ostalih dajatev ter stroškov omrežja. V Sloveniji cena električne energije predstavlja med 35 % in 40 % celotne cene.



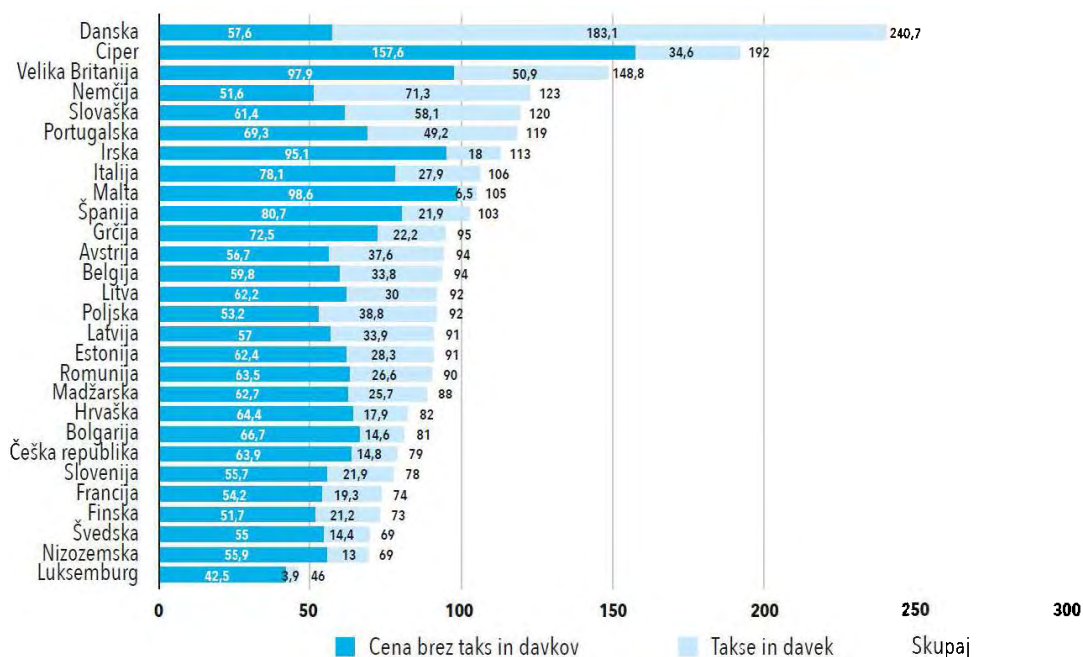
Slika 2.1-6: Primerjava cen za značilne gospodinske odjemalce na maloprodajnem trgu [9]

Povečevanje cene električne energije neposredno vpliva na razpoložljivost dohodka posameznika oziroma na energetske revščine, ko si posameznik ne more več privoščiti ustreznega dostopa do energije. Revnejša gospodinjstva pri nas za energijo v letu 2015 porabijo skoraj 18 % vseh svojih razpoložljivih sredstev [8]. Po podatkih SURS si je leta 2015 primerno toplo stanovanje lahko privoščilo 93 % gospodinjstev. V najnižjem dohodkovnem razredu je ta delež znašal 86 %, v najvišjem pa 99 %. Delež se je od leta 2005 do 2015 znižal v vseh dohodkovnih razredih, razen pri gospodinjstvih z najvišjimi dohodki. Energetska revščina se torej povečuje.

Cilj 5: Gospodarska stabilnost

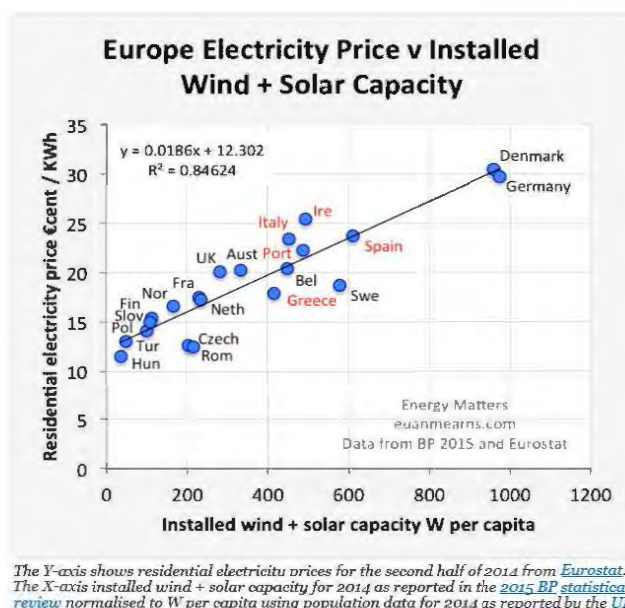
Jedrska energija pozitivno vpliva na gospodarsko stabilnost že danes, saj preko predvidljive in stabilne cene omogoča gospodarstvu ustrezno stabilen okvir stroškov proizvodnje.

Slika (Slika 2.1-7) prikazuje primerjavo cen električne energije za poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh za države EU. Končna cena električne energije je odvisna od več komponent in je posledica državne energetske in davčne usmeritve, regijske povezanosti oziroma stanja v regiji ter naravnih danosti za izkoriščanje različnih virov. Slovenija spada med države z ugodno ceno električne energije, kar omogoča večjo gospodarsko konkurenčnost napram državam, ki imajo višjo ceno elektrike. Pomemben vpliv pri tem ima tudi proizvodnja iz jedrske elektrarne. Podobno je tudi v ostalih evropskih državah, kjer jedrska energija predstavlja pomemben delež v proizvodnji električne energije.



Slika 2.1-7: Cene električne energije za poslovnega odjemalca z letno porabo od 20GWh do 70 GWh za leto 2018 [9]

Slika (Slika 2.1-8) prikazuje statistične podatke cen električne energije, ki jo plačujejo gospodinjstva v Evropi v odvisnosti od velikosti instaliranih kapacitet vetrne in sončne energije na enoto prebivalca. Razvidno je, da imata Nemčija in Danska, ki se postavljata za zgled uvajanja sončne in vetrne energije, najdražjo električno energijo za gospodinjstva. Realna cena, ki jo plačujejo njuni državljani, je na nivoju 300€/MWh, kar je za 100 % dražje kot pa jo plačujemo v Sloveniji. Podobno je v industriji, kjer v Sloveniji plačujemo manj kot pa severne sosesede; cena v Nemčiji je za skoraj 100 % višja kot v Sloveniji.



Slika 2.1-8: Cena električne energije za gospodinjstva v odvisnosti od velikosti instaliranih kapacitet vetrne in sončne energije na enoto prebivalca [10]

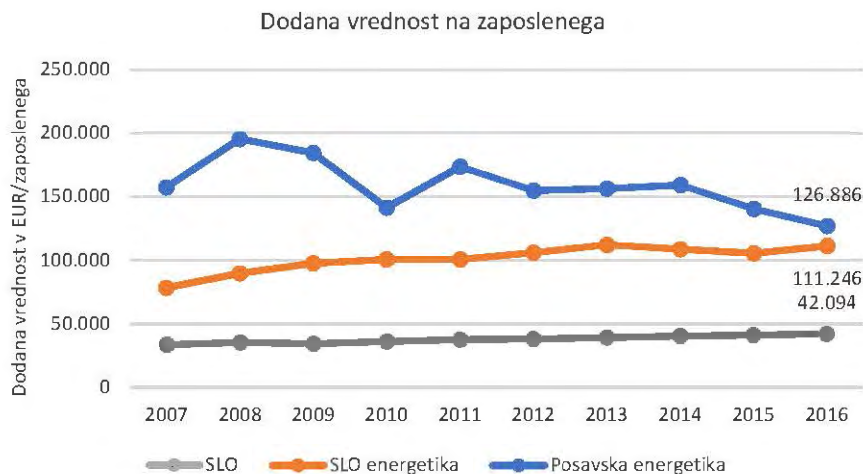
Cilj 6: Konkurenčen in družbeno odgovoren podjetniški in raziskovalni sektor

Jedrska energija je že danes pomembno vključena v spodbujanje družbene in okoljske odgovornosti tako posameznika, družbe, posameznih podjetij oziroma organizacij. V jedrski industriji govorimo o varnostni kulturi kot odnosu z najvišjo prioriteto posameznika oziroma organizacije do varnosti ter posledično okoljske sprejemljivosti. Cena električne energije iz jedrskih elektrarn vsebuje tudi vse zunanje stroške (tudi stroške razgradnje, odlaganja odpadkov, razvrednotenje prostora), kar sicer ni praksa pri ostalih virih. Jedrska energija tudi pomembno vplaga v raziskave in razvoj. Nadaljnja uporaba jedrske energije bi to še dodatno spodbudila.

Cilj 7: Vključujoč trg dela in kakovostna delovna mesta

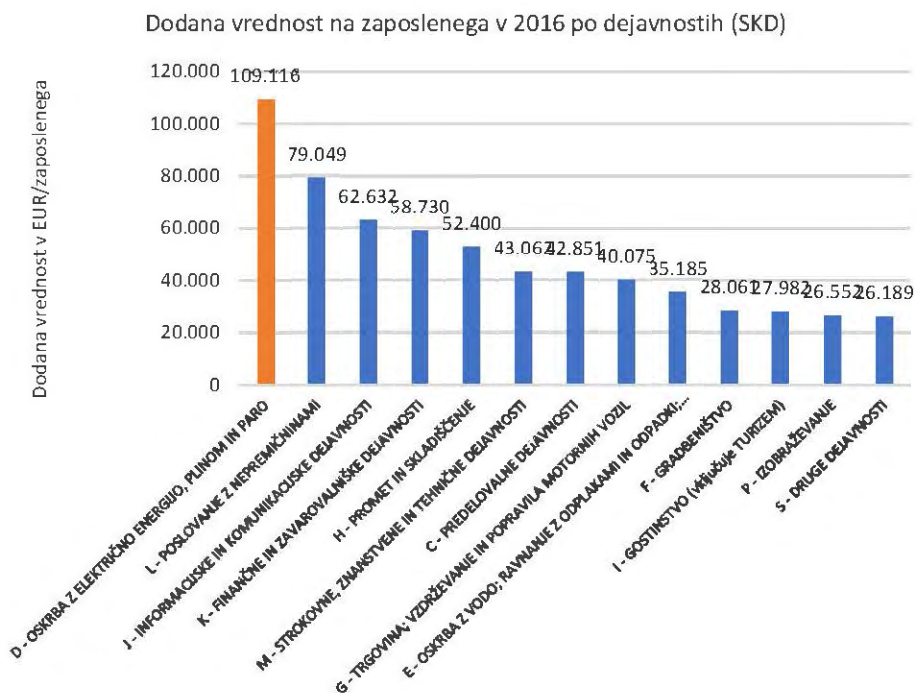
Energetika je panoga z višjo dodano vrednostjo na zaposlenega oziroma na posamezno delovno mesto. Skupina GEN dosega dodano vrednost na zaposlenega v velikostnem razredu 130 tisoč €, s čimer se uvršča med dejavnosti z najvišjo dodano vrednostjo.

Slika (**Slika 2.1-9**) prikazuje primerjavo dodane vrednosti na zaposlenega za slovensko povprečje, slovensko energetiko ter posavsko energetiko (vključuje organizacije oziroma družbe, ki imajo registrirano D dejavnost s sedežem v Posavju), ki v veliki meri temelji na izkoriščanju jedrske energije.



Slika 2.1-9: Dodana vrednost na zaposlenega [11]

Slika (Slika 2.1-10) prikazuje primerjavo dodane vrednosti na zaposlenega za večino dejavnosti za leto 2016. Dejavnost oskrbe z električno energijo, plinom in paro izkazuje najvišjo dodano vrednost. Energetika skladno s podatki predstavlja izjemno priložnost za gospodarstvo in izboljšanje blaginje vseh državljanov. Zato je pomembno, da poskušamo biti vsaj samozadostni s področja oskrbe z električno energijo, čeprav podatki izkazujejo, da bi bilo smiselno energijo proizvajati tudi za izvoz.



Slika 2.1-10: Primerjava dodane vrednosti na zaposlenega v letu 2016 po standardni klasifikaciji dejavnosti (SKD) [11]

Prav tako gre za kakovostna delovna mesta, saj izobrazbena struktura v Skupini GEN predstavlja 853 (63 %) zaposlenih z višjo izobrazbo oziroma 725 (54 %) zaposlenih z visoko izobrazbo od vseh 1344 zaposlenih. Gre torej za pretežno visoko kakovostna delovna mesta, ki zahtevajo visoko izobrazbo (**Tabela 2.1-1**).

Tabela 2.1-1: Izobrazbena struktura v Skupini GEN v 2018 [5]

Raven strokovne izobrazbe	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Zaposlenih	29	42	416	238	128	415	65	1	5	5
Zaposlenih skupaj	1344									

V kolikor bi gradili nov blok jedrske elektrarne, bi to v celoti vplivalo na 4 % večjo dodano vrednost, 43 tisoč angažiranih delavcev (zaposleni/leto), 300 milijonov evrov dodatnega poslovnega presežka ter 8 milijonov evrov dodatnih investicij v raziskave in razvoj. Vse to bi še dodatno pripomoglo k dvigu kakovosti delovnih mest.

Cilj 8: Nizkoogljično krožno gospodarstvo

Za prehod v nizkoogljično krožno gospodarstvo je ključna uporaba vseh nizkoogljičnih virov in ne samo OVE virov. Jedrska energija je nizkoogljična tehnologija, ki že danes pomembno prispeva k znižanju izpustov TGP. Hkrati pa gre za domači vir energije, skladno z metodologijo Mednarodne agencije za energijo (IEA).

Z možnostjo recikliranja jedrskega goriva in ponovno uporabo izrabljenega jedrskega goriva se jedrska tehnologija uvršča med pomembne predstavnike modernega krožnega gospodarstva. Obstoječe jedrske elektrarne v enem ciklu izkoristijo samo 4 % goriva, zato se s ponovno uporabo izrabljenega jedrskega goriva do 96 % jedrskega goriva lahko reciklira. V Evropi recikliranje jedrskega goriva izvaja Francija, storitev pa so že koristile in še koristijo tudi v nekaterih drugih evropskih državah (Španija, Velika Britanija, Nizozemska, Švica, ...).

Cilj 9: Trajnostno upravljanje naravnih virov

Trajnostno upravljanje naravnih virov zahteva usklajen in celovit pristop k obravnavanju alternativ za doseg skupnega cilja. V študiji »Predhodno poročilo o vplivih uporabe različnih energetske tehnologije na okolje v Sloveniji« [12] je bila jedrska energija prepoznana kot tehnologija, ki minimalno izrablja naravne vire in kot taka najustrezneje izpolnjuje kriterije trajnostnega razvoja.

Tabela 2.1-2: Povzetek dejavnikov odločanja in priporočil za izbiro tehnologije [12]

Povzetek dejavnikov odločanja in priporočil za izbiro tehnologije ¹												
Opcija	Instalirana moč (MWe)	Potrebno zemljišče (ha) za kWh	Toplogredni plini na kWh	Varnost oskrbe z energijo	Razpoložljivost za pasovni odjem	Možnost lokacije v vplivnem območju	Cena na kWh	Obstoječa infrastruktura	Negotovost/ Tveganje	Ekonomski/ Tehnološki izvedljivost	Skupni vplivi na okolje	Relativna ocena glede na vse dejavnike
Jedrska	1100-1700	X	X	G	X	X	X	X	G	X	G	Dobro
Premogovna (uvoz)	1100	X	U	F	G	G	F	P	P	X	P	Slabo
Plinska s kombiniranim ciklom	1100	X	P	P	F	G	F	G	P	G	P	Slabo
Opcija mešanice OVE ²	1100											
Vodna ³	352	G	F	G	S	P*	X	G	F	X	F	Zadovoljivo
Vetrna ³	392	P	G	F	P	U**	P	F	U	F	F	Nezaželeno
Biomasa soproizvodnja ³	352	F	F	G	G	P	F	F	F	G	F	Zadovoljivo
Sončna (fotovoltaična) ⁴	30	P	F	F	P	U	P	F	P	P	F	Slabo
Geotermalna ⁵	0	X	F	G	G	U	P	F	P	P	F	Nezaželeno
Brez ukrepanja ⁶	1100	N	S	U	G	N	S	F	S	N	F	Ni na voljo/smiselno
Legenda												
X	Odlično	¹ Glej tudi dodatno obravnavo dejavnikov odločanja v preostalem tekstu uporabljenih v tej oceni										
G	Dobro	² Mešanica OVE je 32% vodne, 36% vetrne, 32% biomase										
F	Zadovoljivo	³ Proizvodnja na osnovi deleža mešanice OVE										
P	Slabo	⁴ Proizvodnja na osnovi poročila ARM 2008.										
U	Nezaželeno	⁵ Proizvodnja na osnovi geotermalnih virov 10 kilometrskega vplivnega območja										
N	Ni na voljo/smiselno	⁶ Privzamemo 1100 MWe uvožene moči										
S	Ovisno od vira	* Možnost iskanja lokacije 352 MWe hidroelektrarne znotraj 10 kilometrskega vplivnega območja je "N"										
		** Možnost iskanja lokacije 382 MWe vetrne elektrarne znotraj 10 kilometrskega vplivnega območja je "N"										

Cilj 11: Varna in globalno odgovorna Slovenija

S sprejetjem podnebno energetskega paketa EU smo se zavezali tudi k globalni odgovornosti za znižanje izpustov TGP oziroma za prehod v nizkoogljično družbo. Planiranje strategij, ki temeljijo na uvozu energentov oziroma izvozu izpustov TGP se kaže kot neodgovorno ravnanje do globalnega problema podnebnih sprememb.

Slovenija je država, ki uspešno obvladuje jedrsko energijo, ki jo svet prepozna kot nizkoogljično tehnologijo in je v bližnji prihodnosti pravi ukrep za nadomeščanje fosilnih virov pri pasovni proizvodnji energije.

2.1.2 Energetski koncept Slovenije (EKS)

Ministrstvo za infrastrukturo (Mzi) skladno z Energetskim zakonom EZ-1 pripravlja Energetski koncept Slovenije (EKS). Gre za strateški dokument, ki se bo dotikal širokega spektra deležnikov – aktivnih udeležencev v energetskem sektorju ali porabnikov v obliki industrije in državljanov, s katerim želijo zagotoviti široko razpravo o usmeritvah ter vključenost najširše javnosti. Celoten postopek z vsemi potrebnimi dokumenti se nahaja na internetnem portalu energetika [13].

EZ-1 opredeljuje EKS kot osnovni razvojni dokument, ki predstavlja nacionalni energetski program in ga na predlog Vlade Republike Slovenije z resolucijo sprejme Državni zbor Republike Slovenije.

Z EKS se bodo na podlagi projekcij gospodarskega, okoljskega in družbenega razvoja države ter na podlagi sprejetih mednarodnih obvez določili cilji zanesljive, trajnostne in konkurenčne oskrbe z energijo za obdobje prihodnjih 20 let in okvirno za 40 let. Tako se bodo določili:

- projekcije energetske bilance in način oskrbe ter ravnanja z energijo na podlagi dvajsetletne razvojne projekcije države, upoštevajoč tehnološke, okoljske in geopolitične smeri razvoja;
- cilji države pri oskrbi in ravnanju z energijo;
- potrebni ukrepi za doseganje ciljev iz prejšnje alineje;
- obveznosti glede obnovljivih virov energije;
- kazalniki po pripadajočih ciljih energetske politike programskega proračuna Slovenije

Za izvajanje ukrepov EKS je odgovorna Vlada, ki mora vsake tri leta poročati Državnemu zboru o doseganju ciljev nacionalne energetske politike in o izvajanju ukrepov iz EKS. V primeru, da je na podlagi poročila potrebno veljavni EKS pri določenih ciljih ali ukrepih spremeniti oziroma dopolniti, Vlada predlaga Državnemu zboru sprejem novega EKS. V vsakem primeru pa mora dokument obnoviti vsakih 10 let.

V dokumentu se podajajo usmeritve z ambicioznimi cilji na različnih področjih energetske politike do leta 2030 oz. 2050. Investicije in razvoj so namreč dolgoročne in odločitve za realizacijo projektov v nadaljnjih desetih oz. petnajstih letih je potrebno sprejeti čimprej. Dokument ne govori o posameznih projektih, temveč podaja strateške usmeritve, postavlja političen okvir, znotraj katerega je pot odprta prosti poslovni pobudi podjetij in posameznikov.

Krovna cilja Energetskega koncepta Slovenije sta:

- zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov vezanih na rabo energije za vsaj 40 % do leta 2030 glede na raven iz leta 1990;
- zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov vezanih na rabo energije za vsaj 80 % do leta 2050 glede na raven iz leta 1990.



Slika 2.1-11: Stebri trajnostne energetike

Temeljni namen energetske politike je zagotoviti trajnostno ravnanje z energijo, zato bo ta okvir predvsem opredeljeval tri vidike trajnosti – podnebno sprejemljivost, zanesljivost oskrbe ter konkurenčnost kot je to prikazano na sliki (**Slika 2.1-11**). Kot citirajo, si bomo prizadevali za prehod Slovenije v nizkoogljično družbo

in zmanjšanje odvisnosti od uvoza in rabe fosilnih goriv. Usmeritve in ukrepi na energetske področju morajo biti v največji meri usklajeni z ostalimi politikami, vsi skupaj pa si moramo prizadevati za enake cilje.

Tekom procesa priprav EKS (status oktober 2019) je bilo pokazano, da predstavlja jedrska energija za Slovenijo enega izmed ključnih nizkoogljicnih virov že danes, kot je to že bilo prikazano s posvetovalnim dokumentom, t.j. »Gradivo za razpravo o oblikovanju EKS« [13], v postopku priprave predloga EKS. Okoljsko poročilo za EKS navaja, da je za prihodnost Slovenije ključnega pomena odločitev o nadaljnji rabi jedrske energije za doseganje dolgoročnega cilja zmanjšanja izpustov toplogrednih plinov za 80 do 95 % v letu 2050. Tako je iz strokovnega vidika jasno pokazano, da je za Slovenijo izvedba projekta JEK 2 ključen ukrep s katerim bomo lahko dosegli cilj zmanjšanja toplogrednih plinov do 2050.

V okviru procesa EKS je MZL pripravilo končno poročilo »Priprave dolgoročnih energetskih bilanc do leta 2035 in okvirno do leta 2055« [13], v katerem ugotavlja, da jedrska energija Sloveniji že danes prinaša vidne koristi. Tudi zaradi tega je bil pripravljen scenarij z dolgoročno uporabo jedrske energije tudi po letu 2050. Takšna opredelitev pomeni podlago za nadaljnje odločanje na projektnem nivoju, vsekakor pa to ni končna odobritev projekta JEK 2.

V oblikovanih scenarijih Gradiva za razpravo o EKS so jasno razvidne prednosti uporabe jedrske energije iz obstoječe elektrarne NEK tudi v scenarijih, ki niso vključevali izrabe jedrske energije po letu 2050, in sicer:

- pozitivni vplivi na ceno za končnega uporabnika – nižja cena električne energije,
- manjša uvozna odvisnost,
- pozitiven in pomemben vpliv na makroekonomske kazalce,
- pozitiven prispevek k zanesljivosti delovanja elektroenergetskega sistema,
- znatno nižje skupne emisije TGP v Sloveniji in
- nižji sistemski stroški.

Vsi naštetih parametri se po zaprtju obstoječe NEK poslabšajo, kar nakazuje pomemben doprinos jedrske energije v Sloveniji. Scenarija z dolgoročno izrabo jedrske energije (scenarija, ki vsebujeta JEK 2) pa prednosti jedrske energije še dodatno poudarita ter sta edina scenarija s pozitivnim makroekonomskim vplivom v obravnavanem obdobju.

Posebej nazoren je navedek rezultatov Makroekonomskega modeliranja, poglavje VI 4.1 Učinek na BDP (Gradivo za razpravo o EKS, Priloga 2): *»Učinek scenarijev občutljivosti na BDP kaže na to, da je vključitev oziroma opustitev jedrske energije odločilnega pomena. Vključitev jedrske energije v mešanico energetskih virov omogoča izvedbo razogljičenja in zvišanje BDP za 0,2 %. Opustitev jedrske energije pa zviša stroškovno obremenitev BDP, ki je v glavnem posledica zvišanja stroškov energije (povprečne cene elektrike se zvišajo za več kot 30 %).«*

Ob tem je jasno prikazano, da opustitev jedrske energije stanje razogljičenja poslabša (v vseh scenarijih, ki ne vključujejo dolgoročne izrabe jedrske energije).

Trenutno (oktober 2019) je proces sprejemanja EKS v mirovanju, nadaljeval se bo po sprejetju NEPN.

2.1.3 Nacionalni energetske in podnebni načrt Slovenije (krajše: NEPN)

Uredba (EU) 2018/1999 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. decembra 2018 o upravljanju energetske unije in podnebnih ukrepov (uredba) predstavlja ključen korak pri upravljanju energetske unije, saj določa zakonodajni temelj za nov način upravljanja z energijo Unije in pripravo celovitih nacionalnih energetskih in podnebnih načrtov (NEPN) (ang. Integrated National Energy and Climate Plans). Evropska komisija (EK) je predlog uredbe pripravila v okviru zakonodajnega paketa "Čista energija za vse Evropejce", ki je bil objavljen 30. novembra 2016.

Skladno z zgornjo uredbo mora Slovenija do 31. decembra 2019 pripraviti NEPN [14], ki bo pokril obdobje do leta 2030 (s pogledom do 2040) in določil cilje, politike in ukrepe na petih razsežnostih energetske unije, tj.:

- razogljičenje,
- energetska učinkovitost,
- energetska varnost,
- notranji trg ter
- raziskave, inovacije in konkurenčnost.

MzI je v sodelovanju z medresorsko delovno skupino prvi osnutek celovitega nacionalnega energetskega in podnebnega načrta Slovenije (NEPN) pripravila konec decembra 2018 in ga poslala na EK. V delovni skupini so poleg predstavnikov MzI sodelovali še predstavniki MOP, MKGP, SVRK, MF, MIZŠ in UMAR. Prvi osnutek je vseboval zgolj presek že sprejetih ciljev, politik in ukrepov na vseh petih razsežnostih energetske unije do leta 2020 in v določeni meri do 2030. Tako je bil npr. zapisan cilj vsaj 27 % rabe obnovljive energije in vsaj 27 % energetske učinkovitosti, ki so bili na ravni EU potrjeni oktobra 2014 na Evropskem svetu s strani voditeljev držav članic Unije.

V nadaljevanju je bil za izdelavo NEPN izbran strokovni konzorcij z vodilnim partnerjem konzorcija Institut »Jožef Stefan«. V konzorcij so vključeni še Institut za ekonomska raziskovanja, ELEK, Elektro Gorenjska, ELES, Kmetijski inštitut Slovenije, PNZ svetovanje projektiranje, Center poslovne odličnosti EF, TOLART podjetje za poslovno svetovanje, Gozdarski inštitut in Plinovodi.

Evropska Komisija je v 2016 sprejela paket Čista energija za vse Evropejce, s katerim je povišala cilj OVE na 32 % in cilj URE na 32,5 % do 2030. EK je 18. junija 2019 objavila oceno osnutkov nacionalnih energetskih in podnebnih načrtov držav članic do leta 2030, v katerih je proučila napovedani skupni prispevek držav članic k izpolnjevanju ciljev energetske unije in ciljev EU za leto 2030. Ocenila je, da osnutki NEPN držav članic niso dovolj ambiciozni niti glede energije iz obnovljivih virov niti glede prispevkov k energetske učinkovitosti.

Za področje OVE ugotavlja, da kljub visokim ambicijam Slovaške, Estonije, Španije, Litve in Portugalske, še vedno na ravni EU obstaja vrzel v višini 1,6 % do sprejetega cilja 32 %. Manko ni tako velik, vendar EK priporoča več državam članicam, tudi Sloveniji, da naj ustrezno zvišajo svoje cilje. Podobno ugotavlja za področje URE, da prispevki ne bodo zadostni za doseg cilja 32,5 % v letu 2030. Cilj je isti tako za rabo primarne kot rabo končne energije. Prispevki držav članic pa naj bi zagotovili zgolj 26,3 % do 30,2 % na

primarni energiji in 26,5 % do 30,7 % na končni energiji. Zato je EK predlagala državam članicam, tudi Sloveniji, za katere je ocenila, da prispevki niso zadostni, da jih ustrezno zvišajo.

Kar zadeva TGP je EK ocenila, da bi izpolnjevanje vseh ciljev s področja podnebja, energije in prometa pomenilo 45 % zmanjšanje emisij do leta 2030 v primerjavi z letom 1990. Hkrati pa EK ugotavlja, da v sektorjih, ki niso del EU-ETS sheme, predvideni ukrepi vodijo do 28 % zmanjšanja emisij in ne 30 % (glede na leto 2005), kot je določeno v uredbi o delitvi bremen. Zato bo za ta dodatna 2 % treba sprejeti dodatne ukrepe.

Na področju energetske varnosti EK ocenjuje, da bi se Sloveniji lahko izboljšala končna ocena, če se bo NEPN opredelil do zmanjšanja uporabe fosilnih goriv. Na jedrskem področju pa naj bi se NEPN opredelil tudi o njeni nadaljnji uporabi (po zaprtju NEK) in o zagotovitvi dolgoročne oskrbe z jedrskim gorivom ter ravni strateških rezerv. Tudi razmišljanje o nadaljnjem sodelovanju s Hrvaško bi pri teh dolgoročnih izzivih koristilo končnemu načrtu.

NEPN bo skladno z osveženimi strokovnimi podlagami nadgrajen in v posvetovanju z javnostmi oblikovan v dokument, ki bo podlaga za regionalna posvetovanja, ki jih Slovenija načrtuje v nadaljevanju procesa. Slovenija načrtuje dvostranska posvetovanja s sosednjimi državami in morebiti tudi določenimi drugimi primerljivimi državami članicami EU. Avgusta 2019 je bil osnutek NEPN predstavljen tudi širši množici, nadaljuje se pa s postopkom celovite presoje vplivov na okolje. Po zadnjih napovedih ministrice Alenke Bratušek, naj bi bil v Sloveniji NEPN sprejet in potrjen v prvi polovici leta 2020.

2.2 IZZIVI ZAGOTAVLJANJA ZANESLJIVE OSKRBE V LUČI AMBICIOZNIH CILJEV POVEČEVANJA DELEŽA OVE

Skupen cilj vseh evropskih energetske strategije je povečevanje deleža OVE. V večini držav so hidro potenciali že v dobri meri izkoriščeni, zato se bo ta delež večal predvsem na račun intenzivnega uvajanja spremenljivih OVE kot sta sonce in veter. Pri tem pa se pojavlja izziv za elektroenergetski sistem, kako še naprej zagotavljati zanesljivo oskrbo električne energije. Ugotovitve v tem poglavju so povzete iz študije »Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji« [1].

2.2.1 Težave prevelikih deležev razpršenih virov

Stabilnost delovanja elektroenergetskega sistema je odvisna od karakteristik virov in porabnikov, ter njihovega medsebojnega vpliva. V skladu z načeli odprte in svobodne družbe se v pretežni meri proizvodnja prilagaja porabi, kar pomeni, da leži breme zagotavljanja stabilnosti sistema predvsem na strani proizvodnje. Krog zagotavljanja zanesljivosti delovanja pa se mora zaključiti preko ustreznih investicij za to zanesljivost, ki jih v končni fazi nosijo porabniki, kot plačniki uslug dobave energije.

V preteklosti je bila proizvodnja pretežno skoncentrirana v večjih proizvodnih enotah. Breme regulacije in pokrivanja variabilnega dela potreb po energiji pa so prevzemale enote glede na tehnične karakteristike in zmoglosti posameznih enot.

Ključno vlogo za varno zanesljivo delovanje sistema prevzema tudi operater prenosnega omrežja, ki je po veljavni slovenski zakonodaji tudi odgovoren za zagotavljanje zanesljivega delovanja sistema.

Z razvojem družbe in sodobnimi strategijami za prehod na nizkoogljično družbo se razmerja spreminjajo. V proces proizvodnje električne energije se vključuje vse več razpršenih virov, ki so praviloma manjše enote s spektrom tehnologij z različnimi in praviloma omejenimi možnostmi nujenja sistemskih storitev za zagotavljanje zanesljivega obratovanja. Poleg tega pa se v okviru povečane rabe OVE gradijo vse večje vetrne in sončne elektrarne. Zaradi tega je pričakovan povečan pritisk na večje konvencionalne enote, ki bodo in v določeni meri že prevzemajo še večjo vlogo pri zagotavljanju stabilnosti delovanja sistema. To velja tako za enote, ki so to vlogo opravljale v preteklosti (na primer HE) kot tudi za enote, ki so zaradi racionalne rabe opreme opravljale to funkcijo v manjšem obsegu ali izjemoma (na primer TE). Pomemben vpliv na stabilnost sistema ima tudi sistem zagotovljenega odkupa električne energije iz OVE, ne glede na morebitno neusklajenost med porabo in proizvodnjo ter s tem netržno obravnavo.

Težave za elektroenergetski sistem se pojavijo zaradi velike odvisnosti določenih OVE tehnologij od spremenljivih naravnih pogojev za izrabo tovrstnih virov. Ta vpliv je najbolj izrazit pri vetrnih (VE) in sončnih elektrarnah (SE). Manifestira pa se v dveh negativnih oblikah:

- primanjkljaj ali presežek moči in
- primanjkljaj ali presežek energije.

2.2.1.1 Primanjkljaj ali presežek moči

Tako pri izkoriščanju energije sonca, kot pri izkoriščanju energije vetra smo prepuščeni trenutnim naravnim okoliščinam, na katere nimamo vpliva. Pri sončni energiji sta dva pomembna vidika, ki vplivata na uporabnost SE. Prvi vidik je ta, da se količina vpadle energije drastično zmanjša ob oblačnem oziroma deževnem vremenu. Ker so ti vplivi neodvisni od človeka, pridemo hitro v situacijo, kjer se lahko pojavi velik primanjkljaj na strani potrebnih proizvodnih kapacitet. Ta aspekt se izraža tudi v drugo smer kot potencialni presežek inštalirane moči ob prehodu iz oblačnega v sončno vreme. Težava nastane zaradi t.i. prednostnega dispečiranja, kjer je potrebno prednostno prevzeti vso energijo proizvedeno iz teh virov.

Problem primanjkljajev oziroma presežkov moči dobi še dodatno dimenzijo zaradi problematike malega števila obratovalnih ur na letni ravni. Pri SE se za Slovenijo lahko računa na okoli 1.100 obratovalnih ur letno. Če bi želeli nadomestiti klasičen vir, ki lahko obratuje npr. 6.600 ur na leto, s SE, potem je potrebno za enak izkupiček energije inštalirati nekajkrat več kapacitet SE. Ob nenadnem zmanjšanem osončenju SE, ki bi nadomestila klasični vir, bi se soočili s 6-krat večjim primanjkljajem moči, kot bi bilo to v primeru nenadnega izpada klasičnega vira.

Podobne ugotovitve veljajo tudi za VE, saj je veter naravni vir, ki je od človeka neodvisen in njegova nenadna ustavitev pomeni lahko zelo velik nenadni primanjkljaj moči. Pričakovanih letnih obratovalnih ur VE je glede na SE v povprečju več (v Sloveniji do cca 2.000 ur letno), so pa geografsko pogojene. Tako je problematika, ki se pojavi ob nadomeščanju klasičnih virov z VE v primerjavi s SE manj izrazita a še zmeraj izjemno pereča.

Glede na naravne danosti in strateške usmeritve v EU, projekcije uporabe SE in VE v Evropi predvidevajo izjemen porast tovrstnih kapacitet. Glede na to, da prehajamo na enotni elektroenergetski trg in veliko bolj povezano elektroenergetsko omrežje moramo pri razvoju v Sloveniji upoštevati tudi tovrstne čezmejne vplive in ne samo domače inštalirane kapacitete.

Pri HE je situacija drugačna, saj lahko probleme neenakomernih pretokov rek rešujemo z zajezitvijo in ustreznim racionalnim vodenjem HE, ki je v tem primeru del rešitve in ne problema. Pri tem pa ne gre pozabiti negativni vpliv podnebnih sprememb na dolgoročno obratovanje HE.

2.2.1.2 Primanjkljaj ali presežek energije

Že omenjena težava glede relativno nizkega števila obratovalnih ur na letni ravni za SE in VE ima negativni vpliv tudi na količino proizvedene električne energije. Kot je bilo že ugotovljeno, je potrebno za pokrivanje določene potrebe po energiji več inštaliranih kapacitet. Večji obseg inštaliranih kapacitet pa ne razreši dodatne težave, ki nastopi v obliki neusklajenosti med časom razpoložljivosti energije in potrebami porabnikov. Tako na primer SE ne proizvajajo električne energije ponoči niti ob oblačnem vremenu, čeprav so potrebe po energiji tudi v tem času. Ravno tako se ne moremo zanašati na proizvodnjo iz SE pozimi, saj je zaradi manjše energije sončnega obsevanja izplen tovrstnih elektrarn precej manjši, kljub značilni povišani potrebi po električni energiji v tem obdobju.

Težavo glede presežkov električne energije v času zmanjšane porabe, ko je energija SE ali VE na voljo, pa pomeni zahtevo po shranjevanju le-te, kar pa ni cenovno ugodno.

Negativni vpliv podnebnih sprememb na dolgoročno obratovanje HE je povezan s spremenljivo vodnatostjo. V preteklem obdobju so bile zaznane spremembe, ki so se odrazile kot zmanjšanje količin padavin – nižja vodnatost ter kot povečano število izrednih dogodkov kot so nalivi in posledično poplave. Pri dolgoročnem načrtovanju zagotavljanja proizvodnje električne energije iz HE je vsekakor ključnega pomena pravilno načrtovanje in upoštevanje morebitne spremembe (praviloma zmanjšanja) pretokov rek.

2.2.2 Reševanje problematike

Reševanje težav z OVE zaradi naravnih vplivov je neposredno nemogoče, saj kot uporabniki nimamo nadzora in moči za spreminjanje naravnih pogojev. Imamo pa možnost reševanja problematike z drugačnim koncipiranjem elektroenergetskega sistema ter z gradnjo nadomestnih kapacitet.

Možnost za odpravo pomanjkljivosti posameznega vira je v povezavi različnih virov v hibridne sisteme, kjer se sinergijsko lahko izboljša delovanje sistema kot celote. Primer tega je hibridna elektrarna SE+HE (Longyangxia, Kitajska [15]). Takšnim rešitvam pa ni naklonjena ureditev s podporami in zagotovljenim odkupom, zato investitorji v takih primerih načeloma ne vidijo ekonomskega interesa. Potrebna bi bila tržna ureditev, kjer bi bilo potrebno korektno in celovito ovrednotiti tudi zagotavljanje sistemskih storitev. Trenutno velik delež bremena za uvajanje OVE bi se prenesel s širše družbe na investitorje oziroma lastnike

proizvodnih sredstev. Prehod v takšno ureditev je možen in smisel, če so tehnologije za izrabo OVE dovolj zrele in s tega stališča tudi lahko konkurenčne na trgu.

2.2.3 Reševanje primanjkljaja ali presežka moči

Nenadne izpade proizvodnih enot OVE lahko nadomeščamo z angažmajem ostalih proizvodnih kapacitet ali s pravočasno gradnjo novih namenskih nadomestnih enot. Za hitro sledenje spremembam moči morajo enote, ki pokrivajo primanjkljaj imeti ustrezne dinamične zmožnosti sprememb obremenitve. Glede tehničnih karakteristik so za pokrivanje tovrstnih izpadov trenutno najprimernejše plinske elektrarne, pa tudi nove jedrske elektrarne, saj so fleksibilne in imajo širok interval razpoložljive moči, kar je podrobneje opisano v poglavju 3.3.4. Z nadgradnjo obstoječih termoelektrarn je mogoče tudi izboljšati njihove tehnične karakteristike, ki bi omogočale sledenje zahtevam po bolj prilagodljivem obratovanju. Možno je pokrivati izpade tudi z nekaterimi OVE (HE, biomasa, geotermalna energija) pri čemer bi moral biti izpolnjen pogoj zgoraj omenjene tržne ureditve, veljavne za vse deležnike ter ustrezno ovrednotenje sistemskih storitev.

Enako velja ob morebitnih trenutnih presežkih proizvodnje iz OVE, ki bi jih bilo smiselno izrabiti, vendar je za to potrebno pravilno in celovito ovrednotiti in optimizirati delovanje elektroenergetskega sistema. Stroški, ki bi pri tem nastali bi zajemali:

- morebitno izgradnjo nadomestnih enot,
- nadgradnjo obstoječih elektrarn za razširjeno funkcionalnost pri izvajanju sistemskih storitev,
- dodatne stroške zaradi delovanja elektrarn izven optimalnih obratovalnih točk,
- nadgradnjo omrežja (prehod na napredno omrežje),...

2.2.4 Reševanje primanjkljaja ali presežka energije

Pri reševanju problematike primanjkljaja ali presežka energije iz OVE je potrebno angažirati obstoječe elektrarne v sistemu ter zgraditi nove nadomestne enote. Za premostitev časovne neskladnosti med porabo in proizvodnjo bi bilo potrebno graditi tudi nove sisteme za shranjevanje energije ter ojačati elektroenergetsko omrežje. Izgradnja naprednega omrežja, ki bo omogočalo optimiziranje pri izrabi številnih novih deležnikov in obstoječih konvencionalnih virov je nujna.

Tu je ključnega pomena cena takšnega prehoda in seveda pravočasno delovanje, saj se svet okoli nas spreminja in z njim tudi elektroenergetski sistem. Pravočasno ukrepanje je bistveno za to, da se izognemo upadu zanesljivosti dobave električne energije, ki je eden od temeljev sodobne družbe.

Problematiko visokega deleža OVE in prilagajanja spremembam bodo morali v večji meri prevzeti tudi konvencionalni viri, kot so termoelektrarne, plinske elektrarne in jedrske elektrarne. Vloga jedrskih elektrarn kot nizkoogljivi vir je pri vstopanju spremenljivih OVE lahko zelo pomembna. Večina obstoječih jedrskih elektrarn je v glavnem namenjenih za pokrivanje pasovne proizvodnje. Poleg tehničnih in ekonomskih omejitev za prepogosto spreminjanje obremenitve oziroma zaustavljanje in zagone jedrskih elektrarn, je pri jedrskih objektih izjemno pomemben tudi varnostni vidik. V kolikor pa je potrebno, da se porabi prilagajajo tudi jedrske elektrarne pa je to tudi tehnično možno. Takšni primeri delovanja jedrskih elektrarn so npr. v

Franciji in Nemčiji, kar je opisano v poglavju 3.3.4. Potrebno pa je poudariti, da bodo jedrske elektrarne III. generacije, ki so trenutno razpoložljive na trgu in se tudi gradijo, lahko že v svoji osnovi nudile širšo možnost sistemskih storitev (primarna in sekundarna regulacija frekvence, sledenje bremenu, uravnavanje jalove energije ...). Prav zaradi tega imajo nove jedrske elektrarne, ki edine med vsemi konvencionalnimi viri nimajo izpustov TGP med obratovanjem, ključno prednost pred ostalimi konvencionalnimi viri, saj se lahko zelo dobro dopolnjujejo z OVE.

2.3 VLOGA JEDRSKIH ELEKTRARN V VIDNIH ČLANICAH EU

V sklopu študije »Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060« [2] je bil med drugim izveden pregled vloge jedrske energije za prehod v nizkoogljico družbo v različnih članicah EU. V nadaljevanju pa so prikazani tudi konkretni projekti novogradenj JE po svetu.

2.3.1 *Energetska strategija vidnih članic EU s poudarkom proizvodnje električne energije iz jedrskih elektrarn*

Dolgoročne evropske usmeritve na področju rabe energije so ozko povezane s cilji zmanjševanja podnebnih sprememb in s tem povezanim zmanjševanjem izpustov toplogrednih plinov (TGP). Ključno pri prehodu na nizkoogljico družbo je uporaba vseh nizkoogljicnih virov energije, med katere sodijo obnovljivi viri energije (OVE) in jedrska energija, v kombinaciji z ukrepi izboljšav na področju učinkovite rabe energije (URE). Temelj za nadaljnji energetski razvoj v EU je tako imenovana energetska unija, za katero so ključna področja:

- energetska varnost,
- integrirani trg,
- energetska učinkovitost,
- razogljičenje ter
- raziskave in razvoj.

V Evropski uniji je 14 članic z obratujočimi jedrskimi elektrarnami. Za nadaljnjo dolgoročno uporabo jedrske energije so se odločile nekatere članice, nekatere pa so gradnjo novih objektov opustile oziroma predčasno zapirajo določene obstoječe objekte. Vsekakor pa trenutne odločitve ne moremo smatrati kot dokončne, saj se na področju energetike in tudi na širšem družbenem področju dogajajo velike spremembe. Te lahko vodijo k drugačnim prihodnjim odločitvam glede rabe jedrske energije.

V nadaljevanju so predstavljeni ključni vidiki pomembnejših držav (Finska, Češka, Madžarska, Francija, UK, Švedska) iz študije [2], ki so se odločile za nadaljnjo rabo jedrske energije. Kot zanimiv primer je še dodatno prikazano stanje v Švici, ki sicer ni članica Evropske unije, je pa pomembna evropska država z znatnim deležem jedrske energije. Ta država je na osnovi referendumu nedavno sprejela novo odločitev glede uporabe jedrske energije.

2.3.1.1 Finska

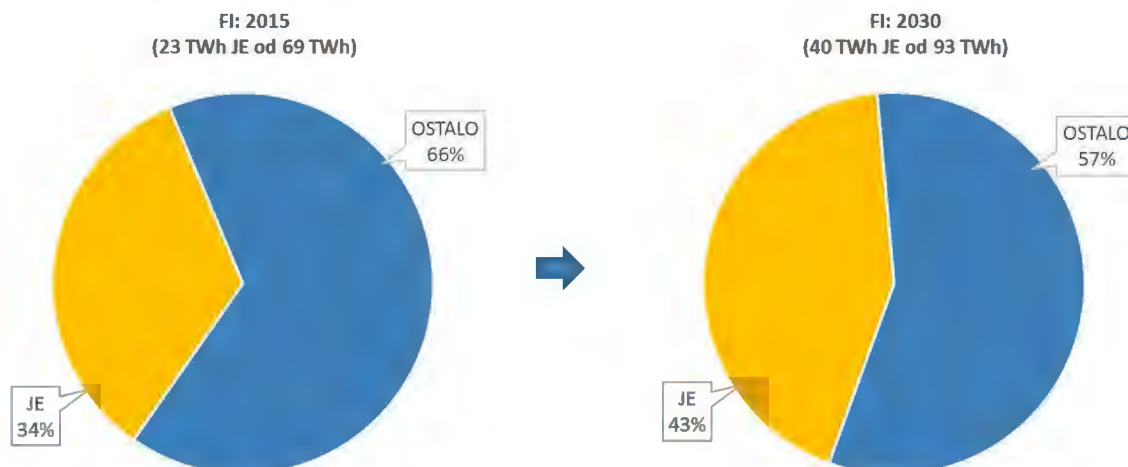
Osnovne energetske usmeritve Finske so neposredno vezane na boj proti podnebnim spremembam. Glede mednarodnih dogovorov je Finska odločno na poti izpolnjevanja oziroma preseganja danih zavez. Skladno s tem so v letu 2016 sprejeli državno energetske in podnebno strategijo. Dolgoročni načrt Finske je ogljično nevtralna družba, ki ga bodo dosegli z naslednjimi ukrepi:

- povečanje uporabe OVE, zviševanje energetske učinkovitosti ter zvišanje stopnje energetske samozadostnosti,
- razvoj in dolgoročna izraba jedrske energije,
- razpolovitev uvoza nafte za energetske potrebe,
- postopno pospešeno opuščanje premoga,
- uporaba lesa za energetske potrebe,
- proizvodnja in uporaba bioplina,
- podpora za proizvodnjo elektrike in toplote iz OVE,
- poudarek na sektorsko zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov s poudarkom na vlogi lokalnih oblasti,
- ukrepi na področju transporta (energetska učinkovitost vozil in sistema ter zamenjava fosilnih virov z nizko ogljičnimi alternativami),
- razvoj energetskega trga,
- razvoj energetskih tehnologij.

Finci jedrske energije v strategiji ne obravnavajo ločeno, ker jo smatrajo kot uveljavljen vir na poti v ogljično nevtralno družbo. Razvoj jedrskih kapacitet naj bi imel ključno vlogo za zmanjšanje izpustov TGP. V drugi polovici naslednjega desetletja bodo po energetske strategiji morali sprejeti odločitev o podaljšanju življenjske dobe za obstoječe jedrske objekte. Z izgradnjo nove enote Olkiluoto 3 bo finska pridobila pomemben vir, ki bo znatno povečal načrtovano zvišanje stopnje energetske samozadostnosti..

V novi energetske strategiji so Finci prepoznali tudi nove izzive povezane s povečanjem deleža spremenljivih virov zaradi večjega obsega uporabe OVE. To pa pomeni potrebne investicije v proizvodne vire in omrežje. Jedrska energija bo imela tudi tu pomembno vlogo. Splošna sklepna ugotovitev Finskega strateškega dokumenta glede uporabe jedrske energije pa je, da je jedrska elektrarna zgrajena danes pomemben, zanesljiv vir za nekaj naslednjih desetletij.

Proizvodnja električne energije na Finskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (**Slika 2.3-1**).



Slika 2.3-1: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Finskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.1.2 Češka

Vodilo pri snovanju Češke energetske politike predstavljajo trije strateški energetske cilji razvrščeni po prioriteti za učinkovito delovanje družbe:

- varnost,
- dolgoročna vzdržnost in
- konkurenčnost.

Glede na zastavljene cilje izboljšanja stanja okolja in varovanja okolja so na Češkem zaznali določene negotovosti glede prihodnjega gospodarskega in političnega razvoja ter novih zahtev in s tem povezanega razvoja potrebnih tehnologij.

Koraki za doseganje ciljev in uspešno soočanje s prepoznanimi negotovostmi so:

- učinkovita raba domačih virov energije,
- raznolikost in razpršenost virov,
- aktivno udejstvovanje v določanju in razvoju energetske strategije (doma in na globalni ravni),
- promocija državne energetske politike in uporaba sodobnih tehnologij in znanstvenih dognanj.

Na Češkem želijo izoblikovati pravni okvir na področju energetike, ki bo ob izpolnjevanju dolgoročnih zavez in vizij še zmeraj omogočal predvidljiv in stabilen širši družbeni napredek. Pravni okvir bi moral temeljiti na predpostavkah, da bodo investicije na področju novih virov energije financirane s strani energetskih podjetij. Energetske investicije bi morale biti rentabilne brez potreb po subvencijah. Pri tem so zaznali težavo glede trenutne izkrivljenosti na trgu energije ter nestabilnih signalov za investicije, ki izhajajo iz neustreznega razvoja trga. Ti signali predstavljajo resno oviro pri učinkovitem uresničevanju zastavljenih politik. Rešitev vidijo z uvajanjem ustreznih mehanizmov (tudi preko t.i. capacity mechanisms). S tem bi ustvarili pogoje za razvoj zdravega notranjega trga ter ob ustreznem mednarodnem angažmaju in podpori tudi uspešno izpeljavo projekta formiranja skupnega evropskega energetskega trga.

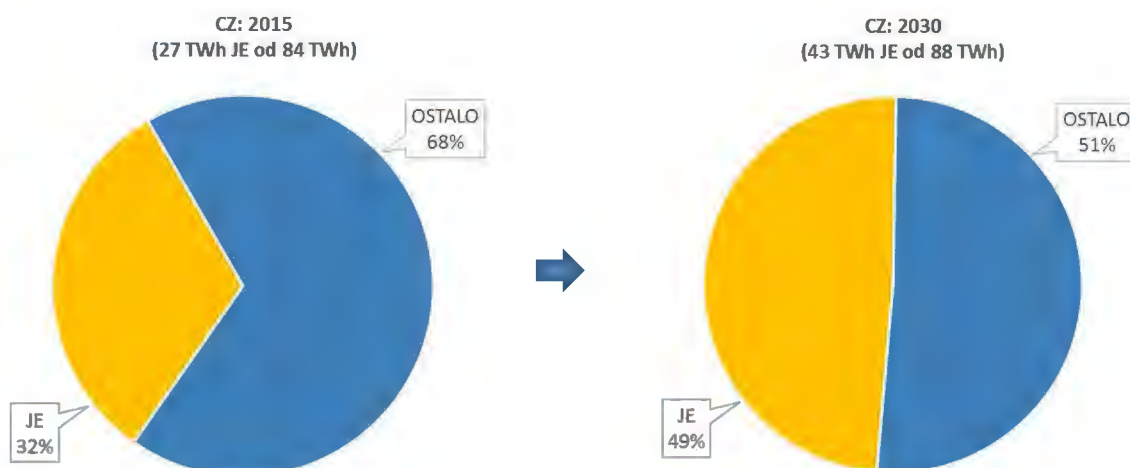
V okviru priprave energetske strategije so bili pripravljeni akcijski načrti za naslednja področja:

- napredna omrežja,
- čista mobilnost,

- energetska učinkovitost,
- energija iz OVE,
- biomasa
- razvoj jedrske energije.

Čehi prepoznavajo jedrsko energijo kot eno od prioritet za energetske politiko države, kljub zahtevnosti tovrstnih investicij ter politični izpostavljenosti. Opravljena analiza je pokazala javno podporo uporabi jedrske energije, kar je dober signal za podaljšanje življenjske dobe obstoječih elektrarn in gradnjo novih, skladno z energetske strategije države.

Proizvodnja električne energije na Češkem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (Slika 2.3-2).



Slika 2.3-2: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Češkem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.1.3 Madžarska

Madžarska državna energetska strategija se osredotoča tako na racionalizacijo porabe energije, kot na učinkovito proizvodnjo in distribucijo energije. Racionalna raba, učinkovita proizvodnja in distribucija bodo pomembno gonilo za rast madžarskega gospodarstva in blaginje prebivalcev. Za navedeno doseganje rasti in blaginje je potrebno udejanjiti naslednje premike na področju energetike:

- energetska učinkovitost na celovitem področju proizvodnje in porabe energije,
- povečanje deleža nizkoogljčnih virov energije iz OVE,
- uvajanje obnovljivih in novih načinov proizvodnje toplote,
- povečevanje deleža nizkoogljčnih tehnologij v prometu.

Pomembnejši motiv za navedene premike na energetske področju je zagotavljanje energetske neodvisnosti. Ključno vlogo pri tem naj bi imela jedrska energija. Madžarska predvideva še nadaljnjo uporabo fosilnih goriv, brez katerih naj bi se energetska odvisnost države preveč povečala. Za učinkovit prehod je bistvenega pomena uspešna integracija madžarskega energetskega omrežja v širši evropski energetski sistem.

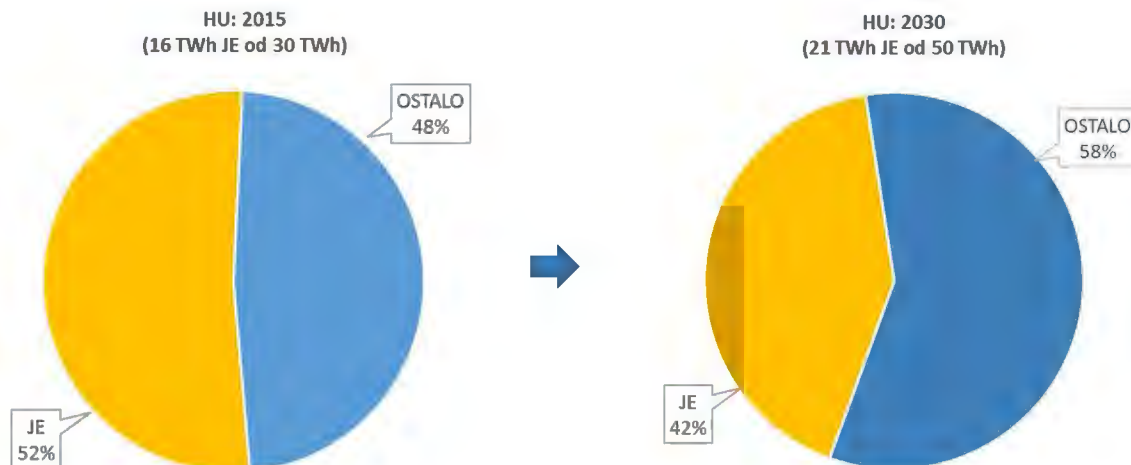
V okviru priprav energetske strategije so bile izdelane študije, na osnovi katerih je bil izbran scenarij *jedrska energija – premog (s CCS) – „zelena“ energija*, ki nakazuje na prioritete države. Osnovni elementi tako zasnovane energetske politike predvidevajo:

- dolgoročno ohranjanje in razvoj jedrske energije,
- ohranjanje nivoja proizvedene energije iz premoga (zaradi stabilizacije trga glede na variabilne cene plina ter morebitnih izpadov jedrskih in ostalih proizvodnih objektov), ki pa kljub vsemu ne presega 15 % celotne proizvodnje,
- nadaljevanje in nadgradnja državnega akcijskega načrta na področju OVE (skladno s ekonomskimi zmožnostmi, zanesljivostjo sistema ter tehnološkim razvojem).

Poleg tega se predvideva povečanje aktivnosti in krepitev vloge države na področjih:

- varčevanja z energijo,
- posodobitev obstoječih elektrarn,
- posodobitve in nadgradnje sistemov daljinskega ogrevanja in vlaganja v posodobitve ogrevalnih sistemov gospodinjstev,
- povečevanje energetske učinkovitosti in zmanjševanje izpustov TGP iz prometa,
- zelena energija in pretvorba odpadkov v energijo.

Proizvodnja električne energije na Madžarskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (**Slika 2.3-3**).



Slika 2.3-3: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Madžarskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.1.4 Francija

Francosko ministrstvo za okolje, energijo in morje je sprejelo energetske usmeritve, ki jih je novembra 2017 dopolnila. Tako bodo francosko energetske politiko v prihodnosti opredeljevali naslednji glavni cilji:

- zmanjšanje TGP izpustov za -40 % do leta 2030,
- prepolovitev porabe energije do leta 2050,
- popolna zaustavitev elektrarn na premog do leta 2022,
- prepoved prodaje novih avtomobilov na fosilna goriva do leta 2040,

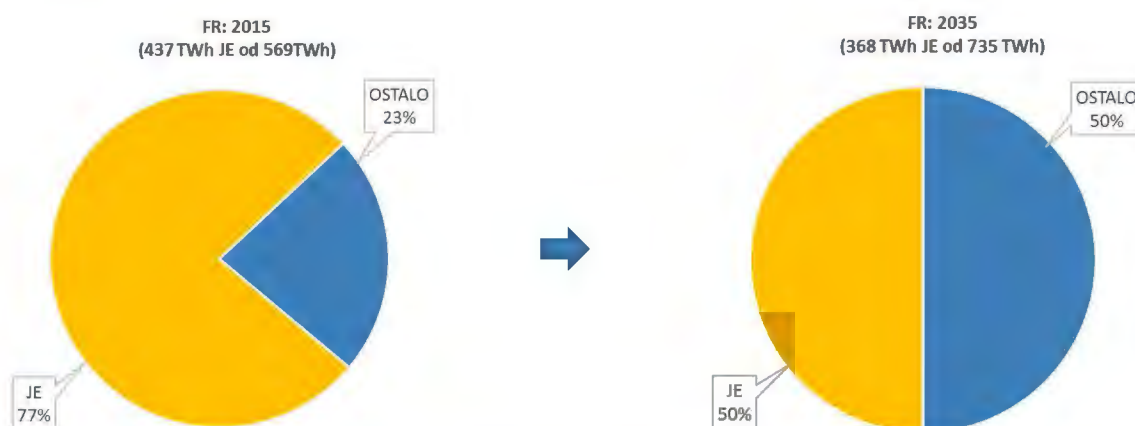
- povečanje deleža OVE na strani porabljene energije na eno tretjino v naslednjih 15 letih ter,
- zmanjšati delež jedrske energije na 50 % do leta 2030 ali celo po letu 2035 (ob povečani rasti porabe in posledično proizvedene električne energije se bi proizvodnja iz jedrskih elektrarn lahko tudi povečala).

Vsekakor pa do dokončnega sprejetja odločitve v tej smeri čaka Francijo uradni postopek sprejema usmeritev na vladnem nivoju ter v končni fazi parlamentarni zakonodajni postopek. Po poročanju revije Nuclear Monitor sklepamo, da s strani francoskega predsednika vlade še zmeraj ni dokončne podpore za predlagane spremembe. Osnovna usmeritev francoske politike pa ostaja zmanjševanje emisij TGP.

Na področju oskrbe z energijo je francoska energetska politika orientirana v energetska samozadostnost družbe. Za doseganje tega cilja je pomembno povečevanje deleža OVE. S tem se povečuje tudi diverzifikacija virov. Razvoj novih tehnologij na področju OVE je ravno tako ključnega pomena za povečanje rabe teh virov. Država ima pri tem aktivno vlogo preko vzpostavitve in izboljšav ustrezne podporne sheme.

Jedrska energija bo tudi v prihodnje ostala pomemben del francoske oskrbe z energijo. Politika zniževanja deleža JE je posledica prevelike odvisnosti od tovrstne energije in večja diverzifikacija virov. Negativen vpliv prevelike odvisnosti od jedrske energije vidijo predvsem v potencialnih predčasnih oziroma začasnih zaustavitvah jedrskih objektov zaradi varnostnih zapletov (samo en zunanji dogodek lahko privede do varnostnih pregledov v več elektrarnah – primer: na Japonskem je tsunami sprožil regulatorno zaustavitev vseh njihovih elektrarn). Skladno s tem načrtujejo ohranjanje trenutnega nivoja inštaliranih kapacitet (z upoštevanjem zapiranja starih elektrarn, podaljšanja življenjske dobe obstoječe in gradnje novih objektov). Poleg tega jedrske elektrarne v Franciji upravljajo tudi pomemben del sistemskih storitev, ki bi jo brez obstoječega nivoja inštaliranih kapacitet težko hitro nadoknadili. Glede na pričakovano rast porabe energije in zmanjšanje letnega faktorja obremenitve jedrskih elektrarn zaradi povečanja deleža OVE, bi z ohranjanjem sedanjega nivoja proizvodnih kapacitet (63 GW) dejansko lahko zmanjšali delež JE na 50 %.

Proizvodnja električne energije v Franciji z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2035 prikazana na sliki (Slika 2.3-4).



Slika 2.3-4: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Franciji leta 2015 in predvideni delež po letu 2035

2.3.1.5 Združeno kraljestvo Velike Britanije in Severne Irske

S predlaganim izstopom Združenega kraljestva Velike Britanije in Severne Irske (UK) iz EU so se odprla pomembna vprašanja glede nadaljnje energetske politike te države. Pri oceni trenutnega stanja in potencialnih nadaljnjih korakih UK na področju energetike se je poleg poročila IEA upoštevalo še poročilo parlamentarnega komiteja UK za energetiko ter poročilo škotskega parlamenta o stanju energetike po Brexit-u. Dodatno negotovost glede prihodnosti energetskega sektorja UK bi lahko vnesel izstop te države iz združenja Euroatom.

Ker je država v veliki meri odvisna od fosilnih goriv, so bile sprejete smernice prehoda na manj ogljično družbo. Te smernice so bile v skladu tudi s politiko EU. Zaradi trenutne politične nestabilnosti pa se porajajo dvomi tako v UK, kot v EU glede doseganja danih zavez in izvajanja predhodno načrtanih ukrepov.

Poleg številnih neznank glede vpliva izstopa iz EU se pričakuje tudi izpad sredstev na področju raziskav in razvoja, ki so bile (delno) financirane iz EU sredstev. Ravno tako se odpirajo vprašanja nadgradnje energetskih povezav z Evropo ter formiranje skupnega energetskega trga. Na udaru je tudi financiranje oziroma oblike podpor za povečanje rabe OVE.

Pričakovati je, da bo UK postavilo kot osnovno prioriteto zanesljivost oskrbe z energijo za nemoteno delovanje družbe. Na osnovi poročil lahko predvidevamo, da se bo UK usmerilo v:

- reformo trga električne energije (s ciljem ustvariti stabilen in predvidljiv trg),
- nadaljnje spodbujanje OVE,
- zmanjševanje porabe oziroma povečevanje energetske učinkovitosti,
- vlaganja v prometni sektor s ciljem zmanjševanja izpustov TGP,
- nadaljnje podpiranje razvoja tehnologije CCS,
- podporo uporabi jedrske energije v prihodnosti (poleg najbolj aktualne Hinkley Point C se omenjata še enoti Sizewell v Suffolk-u in Bradwell v Essex-u [19] ter enota Wylfa v Wales-u, za katero je investitor začel postopek uradnega pridobivanja ustreznih dovoljenj za oceno ustreznosti lokacije [20]).

Proizvodnja električne energije v UK z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (**Slika 2.3-5**).



Slika 2.3-5: Delež proizvodnje električne energije iz JE v UK leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.1.6 Švedska

Pregled Švedske energetske politike je povzet po njihovi koalicijski usklajenosti in delno po oceni IEA. Energetska politika Švedske je orientirana predvsem v:

- okoljsko trajnostno vzdržnost,
- konkurenčnost gospodarstva in
- zanesljivost dobave energije.

Švedska je močno povezana s svojimi sosedi na severu Evrope, zaradi česar je usmerjena v skupno iskanje rešitev za izzive, ki jih prinaša vzpostavitev skupnega evropskega trga. Ambiciozna Švedska energetska strategija predvideva hitro zmanjševanje toplogrednih plinov. Do leta 2045 naj bi bila Švedska popolnoma brez izpustov TGP oziroma bi lahko imela celo „negativne izpuste“.

Pri poudarjeni vlogi povečevanja deleža OVE je bila zaznana problematika negativnega vpliva na omrežje, zaradi tega je v energetske strategiji dan poudarek na zagotavljanju zadostne moči za obvladovanje stabilnosti sistema iz tovrstnih virov in ne samo na čim večji proizvodnji električne energije. Pomemben delež v OVE na Švedskem predstavlja hidroenergija, ki bo skupaj z ostalimi OVE viri tudi v prihodnosti deležna ustreznih spodbud.

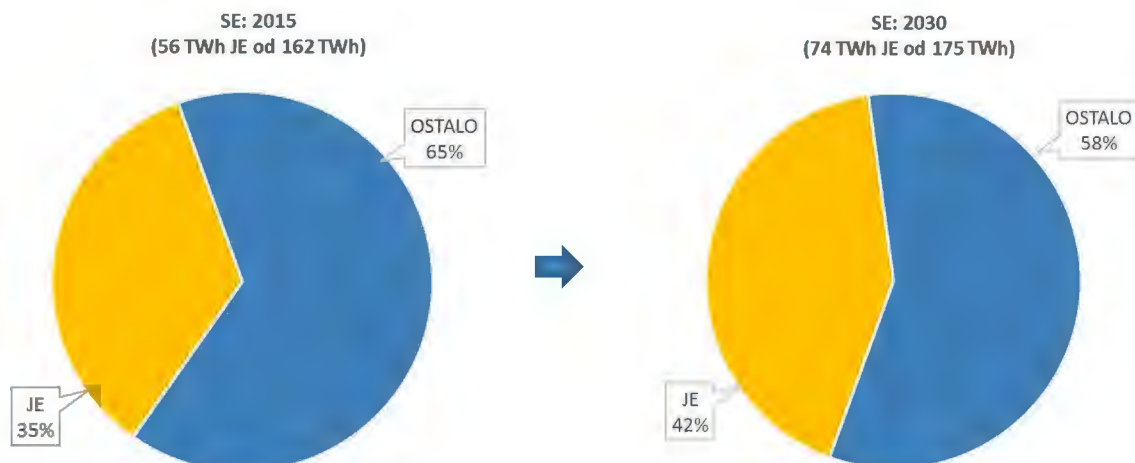
Za uspešno povečevanje deleža OVE in ostalih razpršenih virov ter manjših hranilnikov energije je potrebno nadgraditi obstoječe zakonodajne okvire. Ravno tako predvidevajo prilagoditve na področju davkov za tovrstne objekte.

Zmanjševanje porabe energije in njena učinkovita raba je ena od naslednjih prioritete Švedske energetske politike. Področje učinkovite rabe je potrebno usmerjati celovito (za gospodinjstva, industrijo, upravo,...) z aktivnim sodelovanjem porabnikov.

Za vzpostavitev skupnega integriranega trga je potrebno razvijati omrežje v državi in povezave s sosedi na način, ki bo ustrezal zastavljenim ciljem. Švedska je glede notranjega omrežja pred dokaj kompleksno nalogo, saj je glavnina proizvodnje na severu države, med tem ko je poraba v glavnem na jugu. Vzpostavitev skupnega trga zahteva predvsem krepitev regijskega sodelovanja na področju investicij v infrastrukturo, ki bo osnova za vzpostavitev harmoniziranega trga električne energije.

Švedska bo tudi v prihodnosti uporabljala jedrsko energijo z možnostjo izgradnje do deset novih reaktorjev na obstoječih lokacijah ter zamenjavo obstoječih reaktorjev po koncu njihove ekonomske življenjske dobe. Pri tem energetska strategija navaja, da mora biti jedrska proizvodnja na Švedskem sposobna dosegati varnostne zahteve in standarde brez potrebe po državni podpori. Ravno tako niso predvidene državne podpore pri izgradnji jedrskih objektov.

Proizvodnja električne energije na Švedskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (**Slika 2.3-6**).



Slika 2.3-6: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Švedskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.1.7 Švica

Na področju energetske politike je Švica spomladi 2017 naredila določen zasuk z izvedbo referendumu, na katerem je bilo odločeno, da se odpoveduje nadaljnjemu razvoju jedrske energije. Ocena sedanjega stanja je pokazala določene slabosti glede:

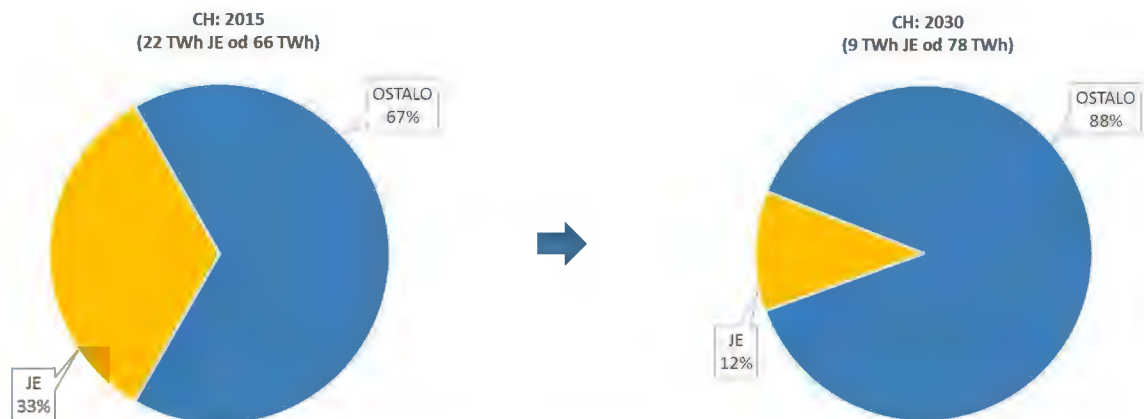
- obnove energetskega omrežja (preobremenjeni prenosni vodi),
- pospešene decentralizacije strukture oskrbe z energijo,
- določenih konfliktov interesov in (ne)transparentnosti procesov,
- nezadostnega razumevanja pomembnih vprašanj v javnosti.

Prenovljena energetska politika naj bi odpravljala slabosti in promovirala naslednje strateške cilje s konkretno postavljenimi zahtevami:

- povečanje energetske učinkovitosti (znatno zmanjšanje porabe na prebivalca: -43 % energije do 2035; -13 % elektrike - glede na stanje leta 2000) s programi na področju zgradb (davčne spodbude za učinkovitejše stavbe), učinkovitejši transport, industrijski procesi in gospodinjstvi aparati.
- povečanje deleža OVE s pomočjo spodbud (dodatni prispevek za OVE: 2,3 centa/kWh) in izboljšav pravnega okvirja s področja OVE,
- na področju vozil na fosilna goriva bo pripravljena strožja zakonodaja glede dovoljenih izpustov (harmonizirano z EU),
- opuščanje uporabe jedrske energije (prepoved gradnje novih objektov in postopno opuščanje obstoječih elektrarn – osnovni kriterij za nadaljnjo uporabo obstoječih elektrarn je varnost).

Pomemben vidik glede nadaljnje rabe JE je postopno zmanjševanje deleža JE (prepoved izgradnje le novih elektrarn in ne takojšnja odprava rabe JE). Zaznati pa je tudi določeno pragmatičnost glede prihodnosti, ki je glede uporabe JE vsekakor neznanka (tudi politično pogojena).

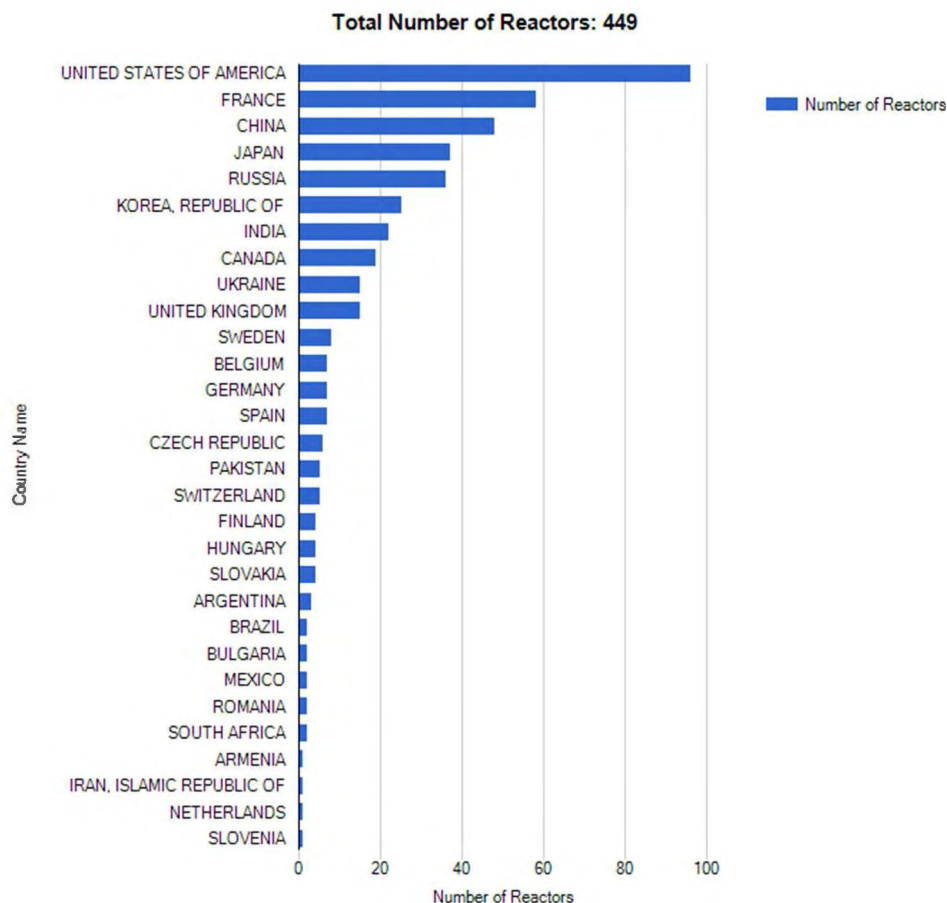
Proizvodnja električne energije v Švici z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki (Slika 2.3-7).



Slika 2.3-7: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Švici leta 2015 in predvideni delež leta 2030

2.3.2 Pregled projektov izgradnje jedrskih objektov v EU in svetu

V svetu je trenutno (oktober 2019) delujočih 449 jedrskih elektrarn, velika večina (301 oziroma skoraj 67 %) med njimi je tipa PWR.



Slika 2.3-8: Število delujočih jedrskih elektrarn po državah (oktober 2019) [16].

Med vsemi delujočimi jedrskimi elektrarnami jih kar 96 (okoli 21 % vseh) deluje v ZDA, sledita Francija z 58 (skoraj 13 % vseh) in Kitajska z 48 (skoraj 11 %) ter Japonska s 37 delujočimi ter Rusija s 36 (v vsaki okoli 8 %), je v teh petih državah okoli 62 % vseh delujočih jedrskih elektrarn v svetu. Več kot 10 delujočih jedrskih elektrarn je še v Koreji (25), Indiji (22), Kanadi (19) ter v Ukrajini in Veliki Britaniji (po 15). V teh desetih državah je 82 % vseh delujočih jedrskih elektrarn v svetu.

Število delujočih jedrskih elektrarn po tipih reaktorja prikazuje naslednja tabela (**Tabela 2.3-1**).

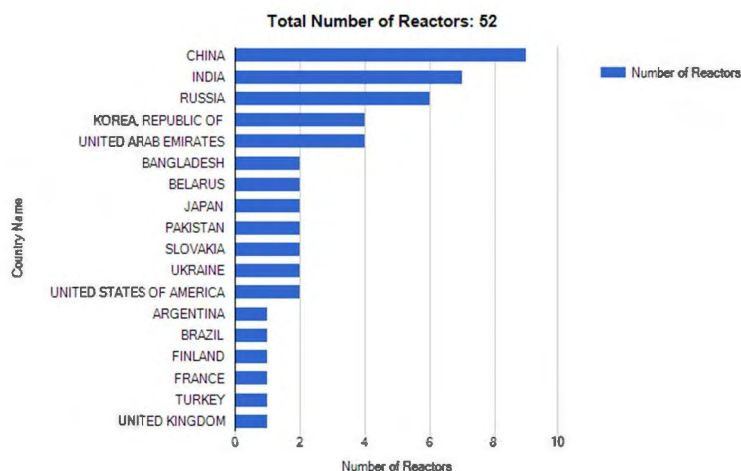
Tabela 2.3-1: Število delujočih jedrskih elektrarn po tipih reaktorja (oktober 2019) [16].

Tip reaktorja	Opis tipa reaktorja	Število	Skupna neto električna moč (MW)	Povprečna neto električna moč (MW)
PWR	Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor	300	286.209	954,0
BWR	Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor	70	69.713	995,9
PHWR	Pressurized Heavy-Water-Moderated and Cooled Reactor	49	24.557	501,2

Tip reaktorja	Opis tipa reaktorja	Število	Skupna neto električna moč (MW)	Povprečna neto električna moč (MW)
GCR	Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	14	7.725	551,8
LWGR	Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	13	9.283	714,1
FBR	Fast Breeder Reactor	3	1.400	466,7
SKUPAJ	/	449	398.887	888,4

Najbolj razširjen tip med delujočimi jedrskimi reaktorji je PWR (skoraj 67 % vseh). Celotna skupna vgrajena neto moč jedrskih elektrarn tipa PWR predstavlja skoraj 72 % skupne vgrajene neto moči delujočih jedrskih elektrarn v svetu ter skupaj z BWR reaktorji (skoraj 16 % vseh po številu in z 17 % celotne skupne vgrajene neto moči) predstavljajo jedrske reaktorje s povprečno največ vgrajene moči.

Oktober 2019 je v svetu v izgradnji 52 jedrskih elektrarn. Na Daljnem Vzhodu jih je v izgradnji 17, na Bližnjem Vzhodu in v Južni Aziji 15, v Centralni in Vzhodni Evropi 13, v Zahodni Evropi 3, v Južni (Latinski) Ameriki 2 ter v ZDA 2 jedrski elektrarni.



Slika 2.3-9: Število jedrskih elektrarn v izgradnji po državah (oktober 2019) [16].

Kot je bilo omenjeno v študiji [1], politika glede razvoja in delovanja jedrskih elektrarn zelo varira v odvisnosti od posameznih držav. Medtem ko predvidevajo v Nemčiji (v letu 2022), Belgiji (v letu 2025) in Švici (v letu 2035) zaustavitev delovanja vseh jedrskih elektrarn, na Češkem, Finskem in Madžarskem planirajo povečanje kapacitet jedrske energije. Le Nemčija se je politično zavezala za zaprtje vseh jedrskih elektrarn do leta 2022, pri čemer je ta odločitev bila podprta s planom izgradnje prenosnih kapacitet, vendar so tudi že objavili, da premikajo časovnico izgradnje teh prenosnih zmogljivosti v leto 2025 [3]. V Belgiji so dali obljubo, da bodo v letu 2025 zaustavili delovanje vseh jedrskih elektrarn, če to ne bo preveč vplivalo na ceno električne energije in na zanesljivost dobave električne energije. Navkljub navedeni odločitvi parlamenta se na podlagi javnega mnenja v Švici začena s postopki podaljševanja uporabe jedrskih elektrarn. Švicarska javnost je namreč naklonjena uporabi jedrske energije in je tudi za podaljšanje njene

uporabe. Trenutna politika sicer ni naklonjena novogradnjam, omogočajo pa podaljševanje obratovanja obstoječih enot tudi do 60 let skupnega obratovanja jedrskih elektrarn.

Podobna sprememba mnenja glede jedrske energije se ravno kar dogaja tudi na Švedskem. Ker so ugotovili, da bodo le s pomočjo jedrske energije uspeli doseči 100 % pokritost elektro-energetskega sistema z obnovljivimi viri energije do leta 2040, so se odločili, da bodo odpravili davek na vgrajeno kapaciteto jedrske energije, ki je sicer že začel pomembno vplivati na donosnost poslovanja jedrskih elektrarn [6]. Poleg tega so se švedska vlada in njene opozicijske stranke dogovorili, da bodo dovolili podaljševanje delovanja obstoječih enot jedrskih elektrarn in da bi lahko celo zgradili do 10 novih jedrskih reaktorjev na obstoječih lokacijah jedrskih elektrarn v prihodnjih letih.

V Veliki Britaniji izvajajo pomemben nov razvojni program (velikosti 15 GW pred letom 2030) z namenom zamenjave ukinjajočih (premogovnih) elektrarn, britanska vlada je potrdila investicijo v Hinkley Point C ter v zvezi s tem podpisala pogodbo. Poljska in Turčija sta naslednji novi državi z jedrsko energijo, saj planirata prve delujoče jedrske reaktorje na svojih ozemljih po letu 2020. Prav tako planira Litva (kot nekdanja jedrska država) novo jedrsko elektrarno, ki naj bi začela delati kmalu po letu 2020. Francija, ki proizvaja preko 75 % vse svoje električne energije z jedrskimi elektrarnami, še vedno planira, da bo do leta 2025 ohranila 50-odstotni delež jedrske energije v celotni proizvedeni električni energiji s tem, da bo ohranila kapacitete jedrskih elektrarn na sedanji ravni.

Po predvidevanjih Evropske komisije bo vzdrževanje kapacitet jedrskih elektrarn v EU na ravni med 95 GW in 105 GW do leta 2050 (in tudi nadalje) zahtevalo v tem obdobju investicije v nove jedrske elektrarne v znesku med 350 milijard EUR in 450 milijard EUR. S tem bodo te nove jedrske elektrarne proizvajale električno energijo do konca stoletja, saj so načrtovane za delovanje najmanj 60 let.

V EU deluje v štirinajstih (14) državah članicah EU kar 126 jedrskih elektrarn s skupno močjo 118 GW in s povprečno starostjo skoraj 30 let. V EU se predvideva projekte izgradnje novih jedrskih elektrarn v desetih državah članicah EU:

- trenutno je v izgradnji 5 jedrskih elektrarn (2 na Slovaškem, po ena pa na Finskem, v Franciji ter Veliki Britaniji),
- v procesu licenciranja so jedrske elektrarne na Finskem in Madžarskem. Velika Britanija je dodatno pred kratkim izrazila namen, da do leta 2025 zapre vse elektrarne na premog in da bo zapolnila vrzel v kapaciteti proizvodnje električne energije predvsem z novimi plinskimi in jedrskimi elektrarnami,
- medtem ko so projekti jedrskih elektrarn v drugih državah (Bolgarija, Češka, Litva, Poljska in Romunija) v pripravljalni fazi.

Slovenija še ne spada v kategorijo držav v pripravljalni fazi in je trenutno s strategijo nadaljnjega izkoriščanja jedrske energije v predpripravljalni fazi, saj šele poteka priprava energetske strategije, vendar so usmeritve glede bodoče energetske oskrbe jasne glede uporabe jedrske energije, saj bo le-ta še vedno predstavljala pomemben delež v končni mešanici proizvodnih virov.

Trenutno število jedrskih elektrarn v Evropi po njihovih statusih (oktober 2019) prikazuje naslednja tabela (**Tabela 2.3-2**).

Tabela 2.3-2: Število jedrskih elektrarn v Evropi po statusih [16].

EU	Država	V izgradnji	Operativna oz. delujoča	Dolgotrajno zaprta	Dokončno zaprta
Da.	Belgija	0	7	0	1
Da.	Bolgarija	0	2	0	4
Da.	Češka	0	6	0	0
Da.	Finska	1	4	0	0
Da.	Francija	1	58	0	12
Da.	Nemčija	0	7	0	29
Da.	Madžarska	0	4	0	0
Da.	Nizozemska	0	1	0	1
Da.	Romunija	0	2	0	0
Da.	Slovaška	2	4	0	3
Da.	Slovenija	0	1	0	0
Da.	Španija	0	7	0	3
Da.	Švedska	0	8	0	5
?	Velika Britanija	1	15	0	30
/	SKUPAJ delujoče JE v EU	5	126	0	88
Da.	Italija	0	0	0	4
Da.	Litva	0	0	0	2
/	SKUPAJ EU	4	126	1	94
Ne.	Švica	0	5	0	1
Ne.	Armenija	0	1	0	1
Ne.	Belorusija	2	0	0	0
Ne.	Rusija	6	36	0	8
Ne.	Ukrajina	2	15	0	4
/	SKUPAJ Evropa	19	183	1	108

Podatke o jedrskih elektrarnah v izgradnji v EU prikazuje naslednja tabela (**Tabela 2.3-3**).

Tabela 2.3-3: Predstavitev štirih jedrskih elektrarn v EU v izgradnji [1].

Ime	OLKILUOTO-3	FLAMANVILLE-3	MOCHOVCE-3 in MOCHOVCE-4	Hinkley Point C-1 in C-2
Država	Finska	Francija	Slovaška	Velika Britanija
Tip reaktorja	PWR	PWR	PWR	PWR
Model	EPR	EPR	VVER V-213	EPR
Lastnik	TEOLLISUUDEN VOIMA OYJ	Electricite de France	Slovenské elektrárne, a.s.	EDF Energy
Operater	TEOLLISUUDEN VOIMA OYJ	Electricite de France	Slovenské elektrárne, a.s.	NNB Generation Company (predvidoma)

Ime	OLKILUOTO-3	FLAMANVILLE-3	MOCHOVCE-3 in MOCHOVCE-4	Hinkley Point C-1 in C-2
Referenčna moč enote (Neto moč)	1600 MW _e	1600 MW _e	2 * 440 MW _e	2 * 1630 MW _e
Bruto moč	1720 MW _e	1650 MW _e	2 * 471 MW _e	2 * 1670 MW _e
Toplotna moč	4300 MW _t	4300 MW _t	2 * 1375 MW _t	2 * 4524 MW _t
Datum začetka gradnje	12.8.2005	3.12.2007	27.1.1987, zaustavljeno 5.3.1993; ponovni začetek gradnje 11.6.2009	11.12.2018

Zbrane podatke o jedrskih elektrarnah v EU v procesu licenciranja prikazuje naslednja tabela (**Tabela 2.3-4**).

Tabela 2.3-4: Predstavitev jedrskih elektrarn v EU v procesu licenciranja [1].

Ime	Paks 5 in 6	Hanhikivi
Država	Madžarska	Finska
Tip reaktorja	PWR	PWR
Model	AES2006/VVER-1200	VVER-1200/V491
Lastnik	Magyar Villamos Művek	VoimaosakeyhtiöSF, Fennovoima
Operater	Paksi Atomerőmű Zrt.	Fennovoima
Referenčna moč enote (Neto moč)	2 * 1114 MW _e	1170 MW _e do 1197 MW _e
Bruto moč	2 * 1200 MW _e	1264 MW _e
Datum začetka gradnje	2020 (planirano)	2021 (planirano)

2.3.2.1 Finska: Olkiluoto 3

Teollisuuden Voima Oyj (TVO) je finsko podjetje, ki je bilo ustanovljeno leta 1969 z namenom proizvodnje jedrske energije. Leta 1974 je začelo z izgradnjo Olkiluoto 1, eno leto kasneje pa še z Olkiluoto 2. Leta 1978 je začelo s proizvodnjo jedrske energije Olkiluoto 1, leta 1980 pa še z Olkiluoto 2.

TVO je novembra 2000 podal vlogo za izgradnjo Olkiluoto 3, ki jo je maja 2002 potrdil tudi finski parlament. Ta jedrski reaktor naj bi bil zagnan do leta 2009. Glasovanje je bilo pomembno, saj je bila to prva odločitev za postavitev nove jedrske elektrarne v zahodni Evropi po več kot 15 letih. Podoben predlog je bil že zavrnjen leta 1993, vendar je od takrat evropska politika postala mnogo bolj naklonjena jedrski energiji. Olkiluoto 3 je bil znak, da je evropska jedrska industrija ponovno oživila.

Prošnja TVO je temeljila na ekonomskih kriterijih (najnižji stroški kWh, najnižja odvisnost od višanja cen goriv), vendar je poudarila tudi energetske varnost in prihranek pri izpustu emisij. Vladna podpora je

temeljila ravno na okoljski politiki projekta, saj bi se s tem omejilo masovno povečevanje porabe zemeljskega plina (iz Rusije) za pridobivanje električne energije.

Lokacija za novo jedrsko elektrarno je bila določena v oktobru 2003, ko so se odločili, da bo nova jedrska elektrarna na jugozahodu Finske, kjer sta že delovala dva reaktorja TVO. Na podlagi najnižjih operativnih stroškov je bil izbran model Framatome ANP's 1600 MWe European Pressurized Water Reactor (EPR).

Po konkurenčnem postopku zbiranja ponudb je TVO decembra 2003 podpisal (za jedrsko industrijo nenavadno v fiksnem znesku) pogodbo s konzorcijem, ki sta ga sestavljala AREVA in Siemens (73 % : 27 %), kjer je bil slednji zadolžen za turbine in generatorje. V pogodbi je bilo določeno, da bo jedrska elektrarna začela delovati v sredini leta 2009.

Gradnja se je začela v maju 2005. Težave so se začele zgodaj, že z nepravilnim polaganjem betonske osnovne plošče, na kateri naj bi stala celotna elektrarna. Temu so se pridružile napake v jekleni oblogi, ki naj bi skrbela za preprečevanje izpusta radioaktivnih snovi v okolje. Različne preiskave so pokazale, da so se pojavile številne težave z mnogimi podizvajalci, ki niso imeli izkušenj z izgradnjo jedrske elektrarne in se niso zavedali varnostnih zahtev. Na varnost to sicer ni vplivalo, pojave pa so se prve zamude.

Kasnejše zamude so nastale pri dobavi in delovanju instrumentov in kontrolnega sistema, ki je pridobil dokončno potrditev šele leta 2014, po štirih letih »izmenjave mnenj« med konstruktorjem in TVO. Vmes sta TVO in AREVA začela s tožbami (in proti-tožbami) preko sodišč, zaradi česar nihče ni zadovoljen. Komericalno obratovanje je predvideno za julij 2020.

V gradnjo je (bilo) vključenih okoli 3800 zaposlenih v preko 500 podjetjih, okoli 80 % je tujih delavcev, predvsem iz zahodne Evrope, usklajevanje dela tolikšnega števila delavcev (tudi različnih kultur) pa je predstavljalo dodatne izzive.

2.3.2.2 Francija: Flamanville 3

Francija ima dolgo zgodovino proizvodnje električne energije z jedrskimi elektrarnami, zato ne čudi, da proizvede skoraj tri četrtine električne energije z jedrskimi elektrarnami, da je največji svetovni izvoznik električne energije zaradi nizkih stroškov proizvodnje in da je zelo aktivna pri razvijanju jedrske tehnologije. Pri tem pomenijo precejšen delež njenega izvoza tudi jedrski reaktorji, jedrsko gorivo in njegovi derivati ter storitve na področju jedrske tehnologije. Trenutno gradi svoj prvi reaktor tretje generacije, obenem pa Francija kar 17 % električne energije proizvede iz recikliranega jedrskega goriva.

EDF (Electricité de France) se je sredi leta 2004 odločil, da bo podjetje AREVA zgradilo prvo »demonstracijsko enoto« nove pričakovane serije jedrskih reaktorjev EPR (European Pressurized Water Reactor). Po javni razpravi so maja 2006 odobrili izgradnjo nove 1650 MW_e jedrske elektrarne v Flamanville (Normandija) ob že dveh obstoječih jedrskih elektrarnah moči 1300 MW_e. Odločitev je veljala za »ključen korak pri prenovi jedrske tehnologije EDF«.

Leta 2005 je EDF sklenil pogodbo z italijanskim podjetjem ENEL, ki je pridobilo 12,5 % v jedrski elektrarni Flamanville 3, kar je pomenilo pravice do 200 MW_e moči in vključenost v fazo projektiranja, izgradnje in

obratovanja. Na začetku leta 2007 je EDF od tega dogovora odstopil in izjavil, da bo sam gradil jedrsko elektrarno in izkoriščal celotno proizvodnjo. Kljub temu je bil novembra 2007 podpisan dogovor o 12,5 % lastništvu podjetja ENEL v Flamanville 3 ter enak delež v še naslednjih petih jedrskih elektrarnah. Dogovor je vključeval tudi možnost, da EDF sodeluje pri izgradnji in poslovanju prihodnjih jedrskih elektrarn podjetja ENEL v Italiji ali drugod po Evropi in v Sredozemlju. Toda v decembru 2012 je ENEL sklenil nov dogovor, po katerem je izstopil iz projekta in partnerstva z EDF. ENEL je takrat izjavil, da bo svoje poslovanje v Franciji nadaljeval na drugačen način.

Prvi beton je bil vlit decembra 2007. Predviden čas izgradnje je bil 54 mesecev, začetek komercialnega poslovanja so pričakovali v maju 2012. Januarja 2007 je EDF naročil ključni del jedrskega reaktorja pri podjetju AREVA. Del turbinskega generatorja (1750 MW_e Arabelle) je bil naročen leta 2006 pri Alstomu z namenom, da se omeji 85 % vseh predvidenih stroškov izgradnje jedrske elektrarne. Podporni obroč šobe jedrske reaktorske posode je že leta 2006 pripravilo podjetje JSW. Tlačna posoda reaktorja je bila izdelana v tovarni podjetja AREVA v mestu St. Marcel, dobavljena v Flamanville oktobra 2013 in vgrajena januarja 2014. Aprila 2015 so testi pokazali, da imajo deli jeklene tlačne posode reaktorja (RPV) veliko vsebnost ogljika in tretjino manjšo žilavost od specificirane. Junija 2015 je vodja francoskega urada za jedrsko varnost (ASN) izjavil, da bi lahko njihove ocene heterogenosti ogljika trajale nekaj mesecev. Leta 2007 so začeli izdelavo lupine parnega generatorja v tovarni podjetja AREVA v Le Creusot, vgradili pa so jo leta 2014.

Po večkratnih predstavitev začetka obratovanja se le-ta sedaj pričakuje leta 2022.

EDF je na osnovi pridobljenih izkušenj z gradnjami in obratovanjem razvil nov dizajn EPR 2, katerega glavni cilj je poenostavitev in optimizacija dizajna v delih, ki ne vplivajo na jedrsko varnost. Vse to s ciljem povečanja konkurenčnosti elektrarne. Zatrjujejo, da bi na ta način zmanjšalo stroške gradnje za 30 % in stroške financiranja za 50 %. Francoski jedrski upravni organ (ASN) še pregleduje nov dizajn, usklajujejo in preverjajo pa še posamezne projektne rešitve. EDF namerava obstoječo floto jedrskih elektrarn v Franciji pred letom 2030 začeti nadomeščati z novim dizajnom EPR 2. V tej luči je EDF nedavno objavil javni razpis za gradbena dela za dvojno enoto EPR 2 (zemeljska dela, odstranitev obstoječih zgradb, gradbena dela za nove zgradbe) na neimenovani lokaciji v Franciji.

2.3.2.3 Slovaška: Mochovce 3 in 4

Na Slovaškem delujeta dve jedrski elektrarni, ki proizvajata več kot polovico električne energije te države, v izgradnji pa sta še dva reaktorja. Njihova prva jedrska elektrarna je začela delovati proti koncu decembra 1972 (Bohunice A1), medtem ko je na lokaciji, kjer se trenutno gradita dva reaktorja, jedrska elektrarna Mochovce začela delovati leta 1998. Vladna zaveza k uporabi jedrske energije za proizvodnjo električne energije v prihodnosti je zelo močna.

Oktobra 2004 je slovaška vlada sprejela ponudbo italijanskega podjetja Enel za pridobitev 66-odstotnega deleža Slovenské Elektrárne za 840 milijonov EUR kot del privatizacijskega procesa. Enelov naknadni investicijski plan je bil odobren leta 2005 in je vključeval 1,88 milijarde EUR vredno investicijo v povečanje

proizvodne kapacitete električne energije, vključno z 1,6 milijarde EUR vrednim dokončanjem enot Mochovce 3 in 4. Ocenjeni stroški tega projekta so se od takrat že več kot podvojili.

Januarja 2006 je slovaška vlada odobrila novo energetske strategijo, ki je vključevala povečanje kapacitet Mochovce 1 in 2 ter v enoti Bohunice V2.

Plani za nove jedrske reaktorje so bili opisani oktobra 2008 v »Energetski varnostni strategiji Republike Slovaške«, ki je vključevala načrte za jedrsko energijo iz energetske strategije iz leta 2006. V zadnji strategiji so želeli ohraniti približno 50 % delež proizvedene električne energije z jedrskimi elektrarnami z naslednjimi ukrepi:

- dokončanje jedrskih reaktorjev Mochovce 3 in 4 do leta 2013 (880 MW_e bruto),
- nadgradnja Bohunice V2 ter Mochovce 1 in 2 do leta 2010 (180 MW_e bruto),
- nadgradnja Mochovce 3 in 4 do leta 2015 (60 MW_e bruto),
- izgradnja novega bloka jedrskega reaktorja Bohunice do leta 2025 (1200 MW_e bruto).

Dodatno se je planiralo, da bi se okoli leta 2025, ko bosta obe Bohunice V2 enoti dosegli 40 let obratovanja, bodisi podaljšalo življenjsko dobo obeh V2 enot bodisi zgradilo 1200 MW_e novih jedrskih kapacitet v kraju Kecerovce na vzhodu države.

S tem se je leta 2008 nadaljeval projekt izgradnje Mochovce 3 in 4, ki se je prvotno začel leta 1986 in je bil 16 let opuščen, zadnja znana ocenjena vrednost vseh stroškov zanj pa je leta 2014 znašala 4,6 milijarde EUR. Predviden začetek obratovanja za Mochovce 3 je leta 2020, za Mochovce 4 pa leta 2021.

Po podatkih na spletni strani Slovenské Elektrárne (status oktober 2019) je enota Mochovce 3 dokončana, izvajajo se testiranja, v kratkem pa naj bi sledil tudi vnos goriva. Stopnja dokončanosti izgradnje enote Mochovce 4 pa znaša okoli 90 %. Za to so porabili preko 53 milijonov delovnih ur. Po njihovih trditvah gre za največjo zasebno investicijo na Slovaškem, dve tretjini dela »na terenu« opravljajo slovaška podjetja, 90 % populacije okrog jedrskih elektrarn podpira dokončanje enot 3 in 4, obe enoti bosta ustvarili po 471 MW_e, letna proizvodnja obeh enot pa bo prihranila preko 7 milijonov ton CO₂ emisij.

2.3.2.4 Madžarska: Paks 5 in 6

Madžarska ima štiri jedrske reaktorje, ki proizvajajo več kot tretjino njihove električne energije, v zadnjih letih pa ta delež narašča in je leta 2015 znašal že skoraj 53 %. Njihov prvi jedrski reaktor je začel delovati konec decembra 1982. Leta 2009 je madžarski parlament z ogromno večino podprl gradnjo dveh novih jedrskih reaktorjev in kasneje je Madžarska podpisala pogodbo za dobavo dveh reaktorjev.

Po letu 1980 je madžarska vlada načrtovala gradnjo dveh VVER-1000 enot z neto močjo obeh po 950 MW_e. Priprave so bile že skoraj končane, potem pa so leta 1989 zaradi zmanjšanja potreb po energiji odpovedali ta projekt.

V letih 1996 in 1997 je jedrska elektrarna Paks predlagala gradnjo ene ali dveh dodatnih enot po 600 MW_e do 700 MW_e, razmišljali so o Westinghouse AP600, AECL Candu-6 ali Atomstroyexport/Siemens VVER-

640. Madžarsko državno energetska podjetje MVM (Magyar Villamos Művek Zártkörűen működő Részvénytársaság) je te predloge kasneje zavrnilo, ker se niso skladali s takratno vladno politiko.

Deset let kasneje, ko so ugotovili, da Madžarska potrebuje do leta 2030 približno 6000 MW_e novih proizvodnih kapacitet električne energije, so ponovno obravnavali izgradnjo nove jedrske elektrarne in predlagani sta bili dve 1000 MW_e enoti ob že obstoječih jedrskih kapacitetah v Paksu. Marca 2009 je madžarski parlament preliminarno potrdil ta predlog, čeprav bi bilo potrebno pridobiti še tuja vlaganja za to. Paks je pričakoval, da bo izvedel javni razpis, madžarska vlada pa je leta 2012 ustanovila projektno podjetje MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd (ali MVM Paks II) kot hčerinsko družbo državnega MVM. Preučevali so pet različnih PWR tipov reaktorjev (Areva EPR; Areva-Mitsubishi Atmea1; Atomstroyexport VVER-1000 ali VVER-1200; Westinghouse AP1000 in korejski APR-1400), pri čemer jih niso zanimali popolnoma novi (»first-of-a-kind«) modeli in hkrati so se želeli izogniti potrebi po hladilnih stolpih.

Madžarska vlada je januarja 2014 namesto izvedbe postopka odprtega javnega naročila raje podpisala pogodbo z ruskim Rosatom za izgradnjo dveh reaktorjev na lokaciji Paks, pri čemer se je dogovorila, da bo 80 % financiranja zagotovila Rusija. Vlada se je izgovarjala, da je EU že odobrila osnutek plana za izgradnjo dveh enot z močjo po 1200 MW_e v vrednosti okoli 12 milijard EUR. Prva enota naj bi začela delovati leta 2023. Decembra 2014 je MVM Paks II podpisal tri izvedbene pogodbe z NIAEP-ASE iz Nizhny Novgorod, ki so formalizirale pogoje projektiranja, nabave in izgradnje za novi enoti, obenem pa določale tudi pogoje operativne in vzdrževalne podpore ter tudi definirale podrobnosti glede dobave goriva in skladiščenja uporabljenega jedrskega goriva ter ravnanja z njim.

Februarja 2015 je Madžarska sklenila z Rusijo 10 milijard EUR vreden finančni posel, po katerem bo Rusija pokrila do 80 % pričakovanih stroškov projekta, Madžarska pa bo zagotovila preostalih 20 % pričakovanih stroškov projekta z državnimi viri in povrnila kredit v enaindvajsetih letih delovanja jedrske elektrarne. Lokacijsko dovoljenje je bilo izdano marca 2017, načrtovani začetek gradnje pa se pričakuje leta 2020.

Privotno naj bi gorivo dobavljal izključno Rosatom, a je ta del posla izpodbijala ESA (Euratom Supply Agency) ob podpori Evropske komisije na podlagi tega, da mora obstajati tudi alternativni dobavitelj posebne vrste goriva v primeru motenj v oskrbi. ESA je kasneje pogodbo odobrila s tem, da se je ekskluzivna dobava goriva s strani Rosatom skrajšala iz 20 na 10 let, ko bodo lahko alternativni ponudniki predložili ponudbe za dobavo goriva.

Novembra 2015 je Evropska komisija objavila, da je začela s sodnim postopkom zoper Madžarsko zaradi pogodbe s podjetjem Rosatom za projekt Paks II zaradi pomislekov o združljivosti tega posla s pravili EU o javnih naročilih. Evropska komisija je novembra 2016 potrdila, da projekt ni v nasprotju s pravili javnega naročanja in nekoliko kasneje še zaradi morebitne nedovoljene državne pomoči. Evropska komisija je prav tako začela preiskavo državne pomoči v zvezi s financiranjem projektov za Paks, marca 2017 pa potrdila, da je skladen s pravili nujenja državne pomoči.

Madžarska se glede jedrskih vprašanj vključuje v tako imenovano »višegrajsko skupino« držav (Poljska, Slovaška, Češka in Madžarska), ki med drugim vključuje tudi raziskave o prihodnjih modelih reaktorjev in o razvoju infrastrukture. Prav tako je Madžarska leta 2013 podpisala dogovor o sodelovanju na jedrskem področju z Južno Korejo.

2.3.2.5 Velika Britanija: Hinkley Point C

Velika Britanija proizvede približno 18 % [21] električne energije iz jedrskih elektrarn, načrtujejo pa da se bo do leta 2035 delež dvignil na tretjino. V obratovanju imajo 15 jedrskih reaktorjev v sedmih elektrarnah (14 plinsko hlajenih reaktorjev - GCR in 1 tlačnovodni reaktor - PWR) [22].

Trenutno sta v gradnji dve enoti jedrske elektrarne Hinkley Point C (HPC) s skupno močjo 3.200 MW tlačnovodnega tipa EPR – European Pressurized Reactor, francoskega podjetja EDF. Predlagano območje je eno izmed osmih območij, ki jih je britanska vlada napovedala leta 2010, novembra 2012 pa izdala dovoljenje za gradnjo na teh območjih.

Septembra 2016 je vlada odobrila projekt HPC z ukrepi za gradnjo. EDF se je takrat dogovoril o zjamčeni fiksni ceni (strike price) za električno energijo iz HPC v višini 92,50 £/MWh (po cenah iz leta 2012), ki bo prilagojena (povezana z inflacijo) glede na obdobje gradnje in 35 letnega obdobja obratovanja. Po takratnem poročanju bi lahko cena padla na 89,50 £/MWh, če bosta odobreni še dve dodatni enoti v Sizewellu.


V začetku leta 2017 je nato britanski regulatorni organ dal dovoljenje za gradnjo, sama gradnja objekta pa se je uradno pričela decembra 2018 s prvim vlivanjem betona. Ocenjuje se, da se bo elektrarna priključena na omrežje leta 2025.

Ocenjena vrednost projekta je v letu 2019 iz prvotno planiranih 19,5 milijarde funtov poskočila na okoli 22 milijarde funtov predvsem zaradi zahtevnih lokacijskih pogojev gradnje [23], njeno financiranje pa sta prevzela francosko podjetje EDF in kitajsko podjetje CNG. Pri tem je potrebno poudariti, da to ni t.i. »overnight costs«, in da gre tako visoka investicijska vrednost predvsem na račun visokih pričakovanih donosov partnerjev na projektu.

2.4 VIRI

- [1] Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji, ELEK in Ekonomski Institut Pravne fakultete (EIPF), 2016
- [2] Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060, ELEK, 2018
- [3] Strategija razvoja Slovenije 2030:
<https://www.gov.si/zbirke/projekti-in-programi/izvajanje-strategije-razvoja-slovenije-2030/>
https://www.rcms.si/upload/files/5_Strategija_razvoja_Slovenije_2030.pdf
- [4] IPCC, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change – Energy Systems
- [5] GEN energija, Letno poročilo 2018:
<https://www.gen-energija.si/medijsko-sredisce/gradiva>
- [6] NEEDS: New Energy Externalities Development for Sustainability, 2009
- [7] Prevented mortality and greenhouse gas emissions from historical and projected nuclear power, Pushker A. Kharecha* and James E. Hansen, 2013
- [8] <http://www.deloin-dom.si/viri-energije/energetska-revschina-vse-vecji-problem>

- [9] Agencija za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2018
- [10] Green Mythology and the High Price of European Electricity, Euan Mearns, 2015
<http://euanmearns.com/green-mythology-and-the-high-price-of-european-electricity/>
- [11] AJPES, KAPOŠ analitika GZS, obdelava OZ Posavje, Krško
- [12] Predhodno poročilo o vplivih uporabe različnih energetskih tehnologij na okolje v Sloveniji, URS/Washington Division v sodelovanju z ZVD d.d., 2009
- [13] Energetski koncept Slovenije:
<https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/energetski-koncept-slovenije/>
- [14] Celoviti nacionalni energetski in podnebni načrt (NEPN):
<https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebn-nacrt/>
- [15] Longyangxia Dam:
https://en.wikipedia.org/wiki/Longyangxia_Dam
- [16] IAEA, PRIS (na dan 13.08.2019):
<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx>.
- [17] Agencija za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2017
- [18] NEK: <https://www.nek.si/sl/o-nek/proizvodnja>
- [19] Resolucija o nacionalnem programu ravnanja z radioaktivnimi odpadki in izrabljenim gorivom za obdobje 2016–2025 (ReNPRRO16–25):
<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=RESO106>
- [20] Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države (OdSUKND), Uradni list RS, št. 53/15
- [21] <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/NuclearShareofElectricityGeneration.aspx>
- [22] https://en.wikipedia.org/wiki/Hinkley_Point_C_nuclear_power_station
- [23] <https://www.theguardian.com/uk-news/2019/sep/25/hinkley-point-nuclear-plant-to-run-29m-over-budget>

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 3. ANALIZA TRŽNIH MOŽNOSTI	
Odgovorni vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Odgovorni izvaj. svetovanja:							
Odgovorni izvaj. svetovanja:				Številka projekta:		JEK2-B003/014A	
Izdelal:				Klasifikac. oznaka:		-	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 3	

KAZALO VSEBINE

3	ANALIZA TRŽNIH MOŽNOSTI SKUPAJ Z ANALIZO ZA TISTE DELE DEJAVNOSTI, KI SE TRŽIJO ALI IZVAJAJO V OKVIRU JAVNE SLUŽBE OZIROMA S KATERIMI SE PRIDOBIVAJO PRIHODKI S PRODAJO PROIZVODOV IN/ALI STORITEV	3
3.1	PROJEKCIJE PORABE IN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	3
3.1.1	<i>Poraba in proizvodnja v sosednjih državah in v EU</i>	3
3.1.1.1	Proizvodnja in poraba - Evropska unija (EU 28)	4
3.1.1.2	Proizvodnja in poraba – Avstrija	5
3.1.1.3	Proizvodnja in poraba – Italija	6
3.1.1.4	Proizvodnja in poraba – Hrvaška	6
3.1.1.5	Proizvodnja in poraba – Madžarska	7
3.1.2	<i>Razvoj čezmejnih prenosnih zmogljivosti</i>	8
3.1.3	<i>Poraba in proizvodnja v Sloveniji</i>	13
3.1.3.1	Predvidene zaustavitve največjih enot	13
3.1.3.2	Analiza ELEK	15
3.1.3.3	Analiza iz osnutka Nacionalnega energetskega podnebnega načrta (NEPN)	16
3.1.3.4	Analiza ELES	21
3.1.3.5	Povzetek različnih projekcij porabe in proizvodnje električne energije v Sloveniji	22
3.2	PROJEKCIJE GIBANJ CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE	24
3.3	ZAGOTAVLJANJE SISTEMSKIH STORITEV	25
3.3.1	<i>Rezerva za vzdrževanje frekvence (primarna regulacija frekvence)</i>	26
3.3.1.1	Potrebe po rezervi za vzdrževanje frekvence (primarna regulacija)	26
3.3.1.2	Načini zagotavljanja rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve)	27
3.3.1.3	Možnosti tržnega pristopa zagotavljanja rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve)	29
3.3.2	<i>Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarna regulacija frekvence)</i>	30
3.3.2.1	Potrebe po avtomatski rezervi za povrnitev frekvence (sekundarni regulaciji)	30
3.3.2.2	Viri za zagotavljanje avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne regulacije)	31
3.3.2.3	Možnosti za zagotavljanje potrebnih obsegov avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne regulacije)	31
3.3.3	<i>Ročna rezerva za povrnitev frekvence (terciarna regulacija frekvence)</i>	32
3.3.3.1	Potrebe po ročni rezervi za regulacijo frekvence (terciarni regulaciji frekvence)	32
3.3.3.2	Povečanje obsega rRPF (TRR) ob morebitni izgradnji večjih virov – JEK 2	33
3.3.4	<i>Obratovalna fleksibilnost jedrskih elektrarn</i>	35
3.4	VIRI	39

3 ANALIZA TRŽNIH MOŽNOSTI SKUPAJ Z ANALIZO ZA TISTE DELE DEJAVNOSTI, KI SE TRŽIJO ALI IZVAJAJO V OKVIRU JAVNE SLUŽBE OZIROMA S KATERIMI SE PRIDOBIVAJO PRIHODKI S PRODAJO PROIZVODOV IN/ALI STORITEV

3.1 PROJEKCIJE PORABE IN PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Projekcije porabe in proizvodnje električne energije za prihodnost so zelo negotove, saj zavisijo od vrste dejavnikov v gospodarstvu, demografiji, razvoju tehnologij itd. V nadaljevanju so prikazani različni pogledi glede porabe in proizvodnje – pogled Evropske komisije za celotno EU ter ELEK-a, sistemskega operaterja ELES, osnutka NEPN in GEN energije za območje Slovenije.

3.1.1 *Poraba in proizvodnja v sosednjih državah in v EU*

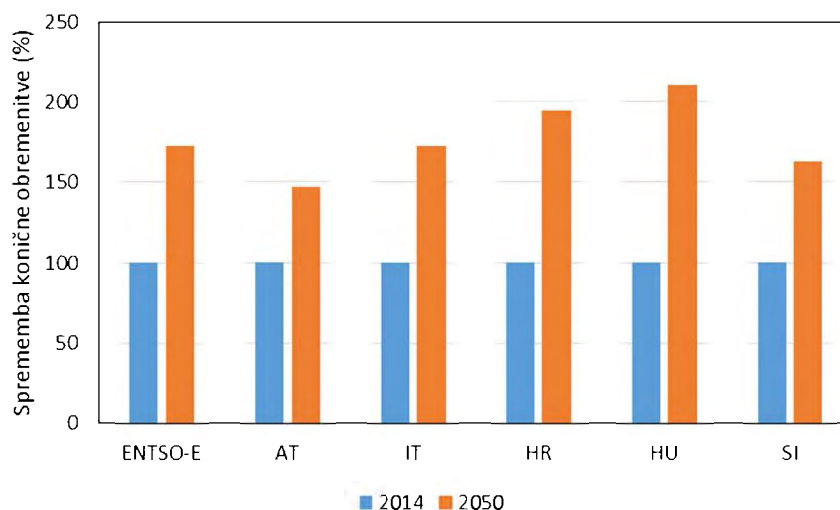
Pregled projekcij inštaliranih kapacitet, proizvedene električne energije po navedenih segmentih ter porabe temelji na dokumentu Evropske komisije - EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends To 2050 [1] in Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji [3].

Poleg vidika zagotavljanja potrebne električne energije, je za delovanje EES pomemben tudi vidik potrebe po moči. Glede na pričakovano povečanje rabe električne energije lahko računamo tudi na povečanje števila priključkov in priključne moči porabnikov ter s tem tudi povečanje konične obremenitve. Iz projekcije prikazane za leto 2050 (**Tabela 3.1-1**) [3] je videti, da se pričakuje znatno povečanje konične obremenitve tako v Sloveniji, kot v vseh sosednjih državah ter na celotnem območju Entso-e.

Tabela 3.1-1: Konična obremenitev v letu 2014 in projekcija za leto 2050 [3]

Država/področje	Konična obremenitev (MW)	
	2014	2050
Entso-e	522.043	899.823
AT	11.471	16.861
IT	51.587	89.090
HR	2.974	5.778
HU	6.002	12.641
SI	1.988	3.232

Dodatna primerjava relativnega povečanja največje pričakovane konične obremenitve je prikazana tudi na sliki (**Slika 3.1-1**). Vidimo, da se v vseh državah pričakuje porast konične obremenitve od 50 do 100 %. V Sloveniji naj bi se konična obremenitev od leta 2014 do leta 2050 povečala za 62 % [3].

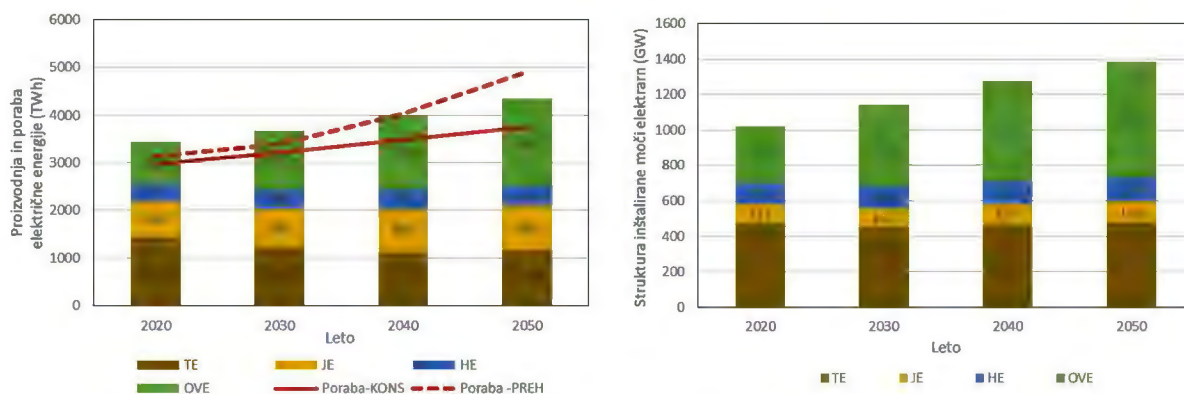


Slika 3.1-1: Primerjava dejanske konične obremenitve leta 2014 in projekcije za leto 2050.

3.1.1.1 Proizvodnja in poraba - Evropska unija (EU 28)

Na podlagi »EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions - Trends To 2050«[1] se za proizvodnjo električne energije iz JE in HE v EU pričakuje zmerna rast, medtem ko se pričakuje padec deleža proizvodnje iz fosilnih goriv oziroma TE. Največjo rast proizvodnje električne energije je pričakovati iz ostalih OVE. Od leta 2020 do leta 2050 se pričakuje podvojitev količine električne energije pridobljene iz OVE do ravni okoli 1.800 TWh, kar naj bi predstavljalo okoli 42 % proizvodnje. Največ bo proizvodnja iz OVE pridobila na račun znižanja proizvodnje iz TE. Vlogi se v obravnavanem obdobju zamenjata, saj bo delež proizvodnje iz TE padel na 27 %. Pri JE in HE je poleg zmerne absolutne rasti zaznati tudi ohranjanje deležev v skupni proizvodnji električne energije (JE: okoli 22 %; HE okoli 10 %). Primerjava proizvodnje in porabe po konservativnem scenariju prikazuje presežek na strani proizvodnje v celotnem obdobju, ki leta 2050 znaša 15 %. Prehodni scenarij porabe pa prikazuje primanjkljaj proizvodnje po letu 2040, ki bi do leta 2050 narastel na 12 %.

Pri inštaliranih proizvodnih kapacitetah vidimo v začetnem obdobju še prevladujoč delež TE. Ker se ob povečanju rasti celotne inštalirane moči raven inštalacij TE ohranja njihov delež z leti pada, tako da leta 2050 znaša 34 %. Inštalirane kapacitete JE in HE so v obravnavanem obdobju dokaj stabilne, njihov delež v skupni inštalirani moči pa z leti pada in leta 2050 doseže 9 % za JE in 10 % za HE. Obseg inštalacij ostalih OVE naj bi se v obravnavanem obdobju praktično podvojil in leta 2050 dosegel 47 % delež med vsemi inštaliranimi kapacitetami.

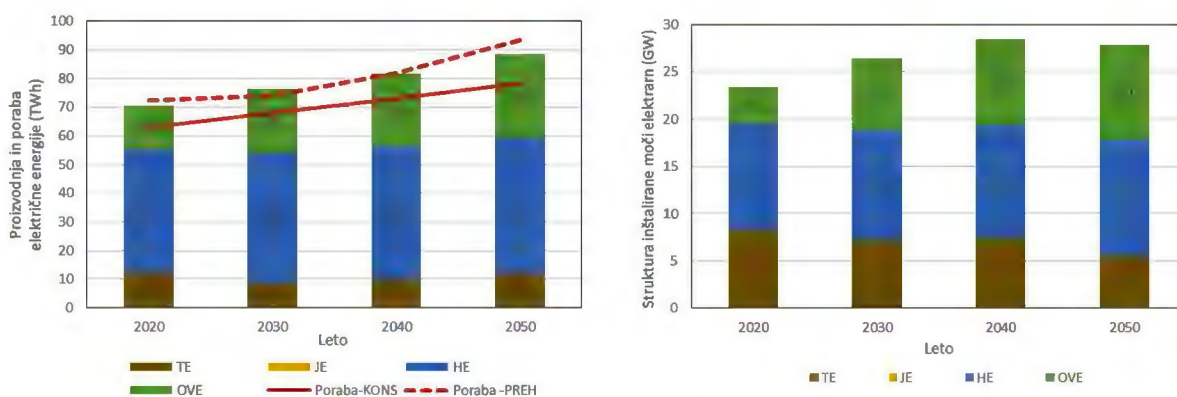


Slika 3.1-2: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije ter predvidena struktura inštalirane moči elektrarn v EU28 od leta 2020 do 2050.

3.1.1.2 Proizvodnja in poraba – Avstrija

Proizvodnja električne energije v Avstriji naj bi tudi v prihodnosti v veliki meri temeljila na HE z relativno stabilnim deležem v skupni proizvodnji okoli 55 %. Delež proizvodnje iz TE se bo s časom zmanjševal in leta 2050 padel pod 14 %. Delež OVE brez HE pa se bo povečeval in z 22 % v letu 2020 dosegel več kot 32 % delež v letu 2050. Po konservativnem scenariju porabe električne energije je v celotnem obdobju zaznati presežek električne energije, ki se giblje okoli 13 %. Presežek je očitno posledica pričakovane znatne proizvodnje iz ostalih OVE. V primeru prehodnega scenarija pa je viden primanjkljaj na začetku obravnavanega obdobja, na kar se poraba in proizvodnja skoraj izenačita. Po letu 2040 pa se poraba po tem scenariju znatneje poveča, tako da pričakujemo zaostanek proizvodnje za porabo v višini 6 %.

Pri inštaliranih kapacitetah elektrarn v Avstriji bodo HE tudi v prihodnosti ohranile vodilno mesto. Neglede na to pa bo njihov delež počasi padal, saj se bo zviševala celotna inštalirana moč vseh elektrarn v sistemu. Na koncu obravnavanega obdobja bo tako delež inštaliranih HE znašal 44 %. Povečal pa se bo delež ostalih OVE in leta 2050 dosegel vrednost 36 %. Postopoma se bodo zapirale starejše TE katerih delež bo tako leta 2050 padel pod 20 %.

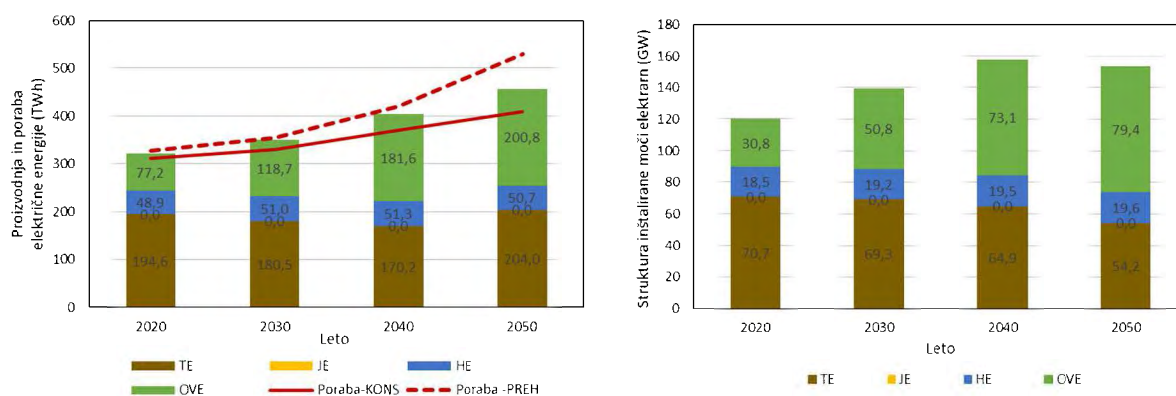


Slika 3.1-3: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije ter predvidena struktura inštalirane moči elektrarn v Avstriji od leta 2020 do 2050.

3.1.1.3 Proizvodnja in poraba – Italija

Velik delež električne energije v Italiji prihaja iz TE, vendar ta delež skozi leta pada. Tako se predvideva, da bo s 60 % leta 2020 do leta 2050 padel pod 45 %. Proizvodnja električne energije iz HE naj bi bila v prihodnosti tudi stabilna, vendar bi zaradi celotne skupne rasti njen delež skozi leta ravno tako upadal in bil leta 2050 na ravni 11 %. Največjo rast pričakujemo na področju ostalih OVE, katerih delež naj bi se povzpел z začetnih 24 % na nekaj čez 44 %. Po konservativnem scenariju naj bi se poraba električne energije nekoliko počasneje povečevala, kot bi se povečevala proizvodnja, tako da bi do leta 2050 v Italiji zabeležili presežek električne energije v višini 12 %. Prehodni scenarij pa nakazuje drugačno sliko, po kateri bi zaradi povečane porabe prišlo do leta 2050 do primanjkljaja električne energije v višini skoraj 14 %.

Pri inštaliranih kapacitetah elektrarn v Italiji naj bi leta 2020 imele TE še zmeraj vodilno mesto. Njihova inštalirana moč pa bi se do leta 2050 zmerno zniževala in dosegla delež okoli 35 %. Obseg inštalacij HE bi ostal na približno enaki ravni, vendar bi delež teh elektrarn zaradi skupnega povečanja obsega inštalacij zmerno padel in do leta 2050 dosegel raven 13 %. Pri deležu inštalacij ostalih OVE se pričakuje velik porast. Še pred letom 2040 bi ostale OVE prevzele vodilno mesto in leta 2050 predstavljale 52 % celotnih inštaliranih kapacitet v državi.

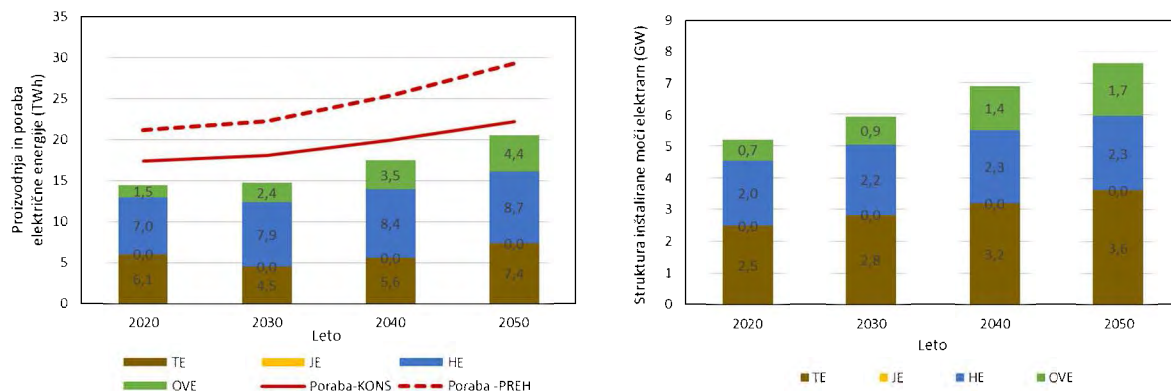


Slika 3.1-4: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije ter predvidena struktura inštalirane moči elektrarn v Italiji od leta 2020 do 2050.

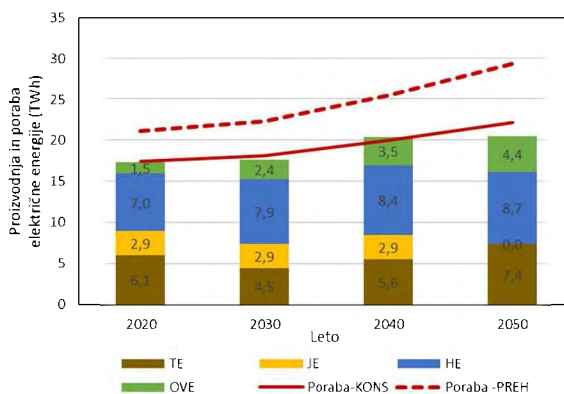
3.1.1.4 Proizvodnja in poraba – Hrvaška

Največji delež električne energije na Hrvaškem naj bi v prihodnosti prihajal iz HE, vendar bi se delež te energije v celotni bilanci zmanjševal, predvsem na račun rasti proizvodnje iz ostalih OVE. Leta 2050 bi delež električne energije iz HE znašal okoli 43 %, iz ostalih OVE pa bi se povzpел na 21 %. Preostali delež električne energije naj bi prihajal iz TE. Za razliko od večine ostalih sosed, se delež TE skozi leta ne bi zmanjševal in bi leta 2050 znašal 36 %. V navedenih podatkih pa ni upoštevana proizvodnja iz NEK, ki pripada Hrvaški kot solastniku elektrarne. Celovita situacija z ustreznim deležem iz proizvodnje NEK je prikazana na sliki (**Slika 3.1-6**). Vidimo, da bi tako obravnavani delež električne energije iz JE znašal okoli 16 %. Proizvodnja električne energije na Hrvaškem naj bi tudi v prihodnosti zaostajala za porabo. Po konservativnem scenariju bi primanjkljaj bil relativno majhen, znatno pa bi se povečal po zaprtju NEK. Po prehodnem scenariju pa bi bil primanjkljaj dosti večji. Znašal bi do 30 %.

Pri inštaliranih kapacitetah elektrarn na Hrvaškem naj bi v prihodnosti imele TE pomembno vlogo z deležem v višini okoli 47 %. Raven inštalirane moči HE naj bi se skozi leta ohranjala, vendar bi relativni delež počasi padal in leta 2050 dosegel vrednost 31 %. Ostale OVE bi z leti pridobile na inštalirani moči ter od leta 2020 do leta 2050 okrepile delež s 13 % na 22 %.



Slika 3.1-5: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije ter predvidena struktura inštalirane moči elektrarn na Hrvaškem od leta 2020 do 2050.



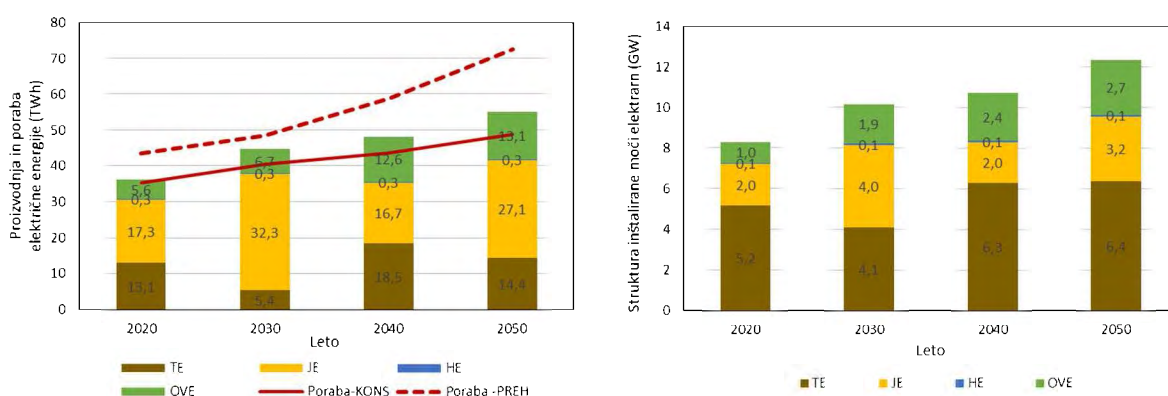
Slika 3.1-6: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije na Hrvaškem od leta 2020 do 2050 z upoštevanjem elektrike iz NEK.

3.1.1.5 Proizvodnja in poraba – Madžarska

Madžarska se bo pri proizvodnji električne energije tudi v prihodnosti opirala predvsem na JE. Delež JE se zaradi postopnega nadomeščanja starih objektov spreminja, na koncu obravnavanega obdobja pa naj bi dosegel vrednost 50 %. Drugi pomemben vir so TE, ki naj bi se prilagajale proizvodnji iz JE ter leta 2050 dosegale delež 26 %. Pričakovan je bistven porast proizvedene električne energije iz OVE. Delež naj bi se z začetnih 7 % leta 2020 povečal na 24 % leta 2050. Po konservativnem scenariju porabe električne energije naj bi proizvodnja zadoščala porabi, pri čemer se že upošteva izgradnja in obratovanje nove jedrske elektrarne Paks 2 z močjo 3200 MW_e. Izkazuje se celo presežek, ki bi leta 2050 znašal 12 %. Prehodni scenarij pa predvideva hitrejšo rast porabe. Po tem scenariju naj bi proizvodnja v celotnem

obravnavanem obdobju znatno zaostajala za porabo. Primanjkljaj električne energije naj bi se tako leta 2050 povzpел na vrednost 24 %.

Inštalirane kapacitete elektrarn na Madžarskem se bodo z leti povečevale, deleži pa se bodo spreminjali predvsem zaradi omenjenih gradenj nadomestnih JE objektov in postopnega zapiranja starih enot. Rastel bo delež TE. Elektrarne na OVE bodo tudi dosegale veliko večji delež, kot ga sedaj. Leta 2050 je tako predviden delež inštaliranih TE v višini 52 %, JE v višini 26 % ter OVE okoli 22 %.



Slika 3.1-7: Projekcije proizvodnje in porabe električne energije ter predvidena struktura inštalirane moči elektrarn Na Madžarskem od leta 2020 do 2050.

3.1.2 Razvoj čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Preteklo stanje

Pri čezmejnih prenosih električne energije imamo dva vidika: vidik prenosa čez posamezno državo za potrebe druge države in vidik dejanskega uvoza oziroma izvoza zaradi primanjkljaja ali presežka na ravni posamezne države [3].

Za čezmejne prenose energije so ključnega pomena čezmejne prenosne zmogljivosti vodov (ČPZ), ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme. Dejansko možno izrabo ČPZ na določeni meji narekujejo vrednosti možnih prenosov (NTC - net transfer capacity), kjer so upoštevani vsi kriteriji zanesljivega in varnega obratovanja obeh sosednjih omrežij. Z razvojem prenosnega omrežja (predvsem meddržavnih povezav) se vrednosti NTC spreminjajo.

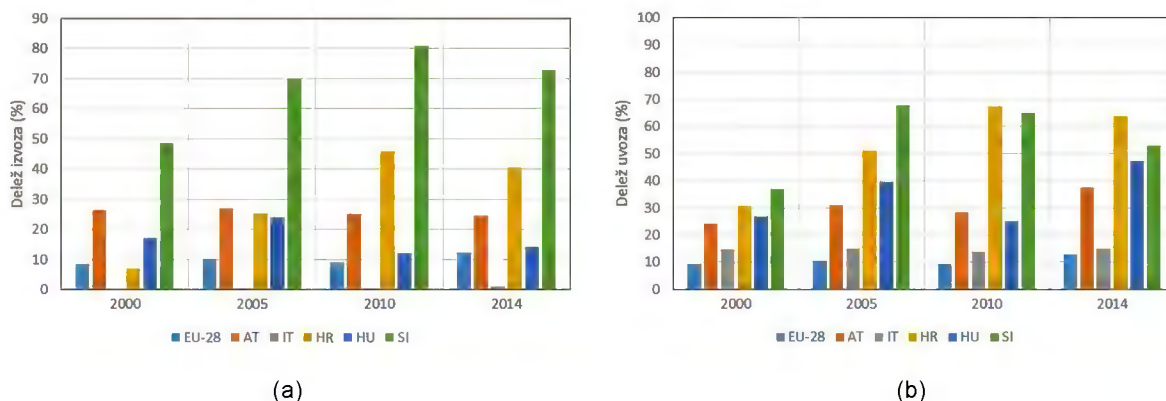
V tabeli (**Tabela 3.1-2**) so prikazani podatki za čezmejne prenose energije v EU-28 območju, Sloveniji in sosednjih državah. Prikazan je celotni pretok električne energije preko meja posamezne države in območja EU-28 (izvoz in uvoz) ter neto količina energije, ki v posamezni državi ostane ali se izvozi kot presežek [5]. Za Hrvaško in Slovenijo je dodatno prikazano razmerje uvoza in izvoza za ustrezno obravnavano razdelitev električne energije iz NEK, katere solastnika sta obe državi. Polovica proizvodnje iz NEK je tako obravnavana kot hrvaška električna energija in ne kot uvoz.

Tabela 3.1-2: Pregled zgodovine izvoza, uvoza ter primanjkljaja oziroma presežka električne energije (Neto=Izvoz-Uvoz) v območju EU-28, Sloveniji in sosednjih državah (TWh).

Leto	EU-28			AT			IT		
	Izvoz	Uvoz	Neto	Izvoz	Uvoz	Neto	Izvoz	Uvoz	Neto
2000	243,1	266,1	-23,0	15,19	13,82	1,37	0,48	44,83	-44,35
2005	319,4	335,2	-15,7	17,73	20,40	-2,67	1,11	50,26	-49,16
2010	291,2	298,7	-7,5	17,57	19,90	-2,33	1,83	45,99	-44,16
2014	371,4	386,9	-15,5	17,44	26,71	-9,28	3,03	46,75	-43,72
2015	406,1	423,0	-16,9	19,31	29,37	-10,06	3,42	50,83	-47,40
Leto	HR			HU			SI		
	Izvoz	Uvoz	Neto	Izvoz	Uvoz	Neto	Izvoz	Uvoz	Neto
2000	0,97	4,39	-3,42	6,08	9,52	-3,44	5,55	4,23	1,32
2005	4,34	8,75	-4,41	9,41	15,64	-6,23	9,67	9,34	0,32
2010	8,45	12,42	-3,97	4,70	9,90	-5,20	10,75	8,63	2,12
2014	6,95	10,90	-3,95	5,69	19,08	-13,39	10,00	7,25	2,74
2015	5,53	13,17	-7,64	6,25	19,94	-13,69	8,98	9,04	-0,63
Leto	HR*			SI*					
	Izvoz	Uvoz	Neto	Izvoz	Uvoz	Neto			
2000	0,97	2,11	-1,15	3,28	4,23	-0,95			
2005	4,34	5,94	-1,60	6,86	9,34	-2,48			
2010	8,45	9,72	-1,28	8,05	8,63	-0,57			
2014	6,95	7,87	-0,92	6,97	7,25	-0,29			
2015	5,53	10,47	-4,94	6,28	8,98	-2,70			

* Polovica proizvodnje NEK upoštevana kot hrvaški notranji vir.

Na sliki (**Slika 3.1-8**) so prikazani deleži čezmejnih prenosov za EU-28 območje, Slovenijo in sosednje države. Deleži so izračunani glede na porabo posamezne države. Vidimo, da je čezmejnega trgovanja v splošnem relativno veliko a deleži so dokaj različni glede na posamezno državo. Izstopanje Slovenije in Hrvaške je zopet lahko nekoliko zavajajoča, saj je na spodnjem grafu prikazan tudi dejanski prenos polovice električne energije iz NEK iz Slovenije na Hrvaško.



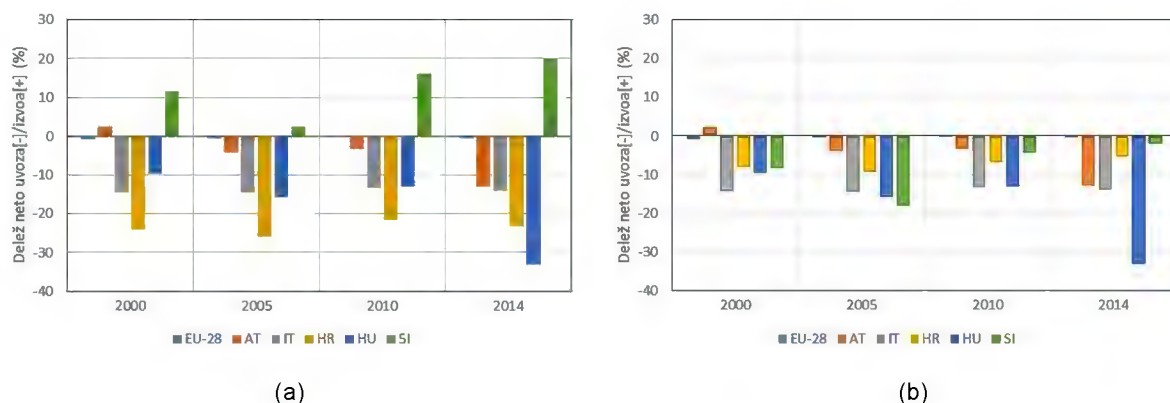
Slika 3.1-8: Delež čezmejnega prenosa električne energije (a) iz države in (b) v državo za EU-28, sosednje države in Slovenijo glede na porabo.

Čezmejni prenos električne energije je prikazan tudi na zemljevidu regije (**Slika 3.1-9**). Prenose omogočajo čezmejne povezave med elektroenergetskimi sistemi. Slovenija je pretežno dobro povezana s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi. Z Avstrijo in Italijo nas povezujejo 400 kV in 220 kV daljnovodi ter s Hrvaško 400 kV, 220 kV in 110 kV daljnovodi. Med Madžarsko in Slovenijo trenutno ni daljnovodnih povezav, je pa načrtovana 400 kV povezava na relaciji Cirkovce–Pince.



Slika 3.1-9: Čezmejni prenos električne energije v regiji za leto 2014 (GWh) [6].

Na sliki (**Slika 3.1-10**) je prikazan samo dejanski vidik neto uvoza oziroma izvoza električne energije za pokrivanje lastnega primanjkljaja ali prodajo presežkov lastne proizvodnje v posamezni državi. Vidimo odvisnost sosednjih držav od uvoza električne energije, med tem ko je Slovenija navidezni izvoznik, če se obravnava polovico proizvodnje iz NEK kot izvoz na Hrvaško (**Slika 3.1-10 a**). Kot je bilo že omenjeno pa je dejansko ta polovica električne energije Hrvaška in je ustrezna slika (**Slika 3.1-10 b**), kjer je tudi Slovenija neto uvoznik električne energije.



Slika 3.1-10: Delež neto uvoza/izvoza v EU-28, sosednjih državah in Sloveniji glede na porabo – (a) polovica proizvodnje NEK prikazana kot izvoz iz Slovenije, (b) polovica NEK upoštevana kot hrvaški notranji vir.

Desetletni razvojni načrt Entso-e podaja sliko trenutnega stanja (leto 2013) razvoja meddržavnih povezav v regiji, kjer so prepoznana ozka grla (**Slika 3.1-11**).



Slika 3.1-11: Zemljevid regije z označenimi ozkimi grli pri prenosu električne energije – stanje 2013 [4]

Prikazano stanje odraža tako zgodovinsko ločenost po državnih mejah na nekaterih področjih, kot različno razvitost posameznih delov. Strategija Entso-e za krepitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti ter odpravo ozkih grl bo omogočila večje povezovanje elektroenergetskih sistemov, povečanje trgovine, izboljšanje zanesljivosti in lažjo integracijo novih OVE.

Prihodnje stanje:

V prihodnosti je pričakovati povečanje čezmejnih prenosov električne energije [3], saj je to skladno z evropskimi usmeritvami prostega trga in krepitve regijskega sodelovanja. Čezmejni prenos naj bi povečali zanesljivost sistema, kakovost električne energije in olajšali integracijo novih OVE. Glede na pričakovane primanjkljaje električne energije v Sloveniji in regiji (poglavje 3.1.1), je za potencialnega proizvajalca razvoj čezmejnih povezav dobrodošel, saj bi omogočal učinkovitejšo plasiranje energije.

V tabeli (**Tabela 3.1-3**) so zbrani osnovni podatki o projektih iz desetletnega razvojnega načrta Entso-e za krepitev meddržavnih interkonekcij [4].

Tabela 3.1-3: Novi projekti in nadgradnje obstoječih meddržavnih interkonekcij.

Povezava med državama	Naziv projekta	Napetostni nivo (kV)	ČPZ (MW)	Leto izgradnje	Ocenjena NTC po CBA	
					Izvoz	Uvoz
Slovenija						
SI-IT	Okroglo - Udine	2x400	1600	2021	800	350
SI-IT	Slovenija - Salgareda	HVDC	?	2022	800	700
SI-HU	Cirkovce - Heviz	400	1085	2022	1085	765
Avstrija						
AT-DE	St. Peter - Isar	2x400	2320	2018	2900	2900
AT-DE	Westtirol - Vöhringen	400	585	2020		
AT-DE	St. Peter - Pleinting	400	?	2022	1500	1500
AT-CH	Border area(DE-AT) - Rüthi (CH)	400	1200	2020	1000	1000
AT-IT	Lienz - Veneto	400	800	2023	1450	1350
AT-IT	Nauders - Glorenza	400	300	2018		
AT-IT	Tbd (IT) - Tbd (AT)	400	350	2023		
AT-IT	Wümlach - Sompla	220	?	2017	150	150
Italija						
IT-CH	Pallanzeno/Baggio - Airolo	400	1000	2022	950	1000
IT-CH	Verderio - Sils	HVDC	?	2018	800	800
IT-FR	?	HVDC	1200	2019	1000	1200
IT-ME	Villanova - Lastva	HVDC	1000	2017	1000	1000
IT-Severna Afrika	Sicilija - S. Afrika	HVDC	?	2030	600	600
Hrvaška						
HR-BA	Lika - Banja Luka	400	504	2021	612	594
Madžarska						
HU-SK	Gonyü area - Gabčíkovo	2x400	1000	2018	425	500
HU-SK	Sajóványa - Rimavská Sobota	2x400	800	2018		
HU-SK	Tbd - Velké Kapušany	2x400	?	2021	500	500

Podatki so zbrani za Slovenijo in sosednje države (Avstrijo, Italijo, Hrvaško in Madžarsko). Za projekte so podani napetostni nivoji, čezmejne prenosne zmogljivosti vodov (ČPZ), predvidena leta izgradnje ter ocena neto prenosne zmogljivosti (NTC) po Cost Benefits analizi (CBA). Ocena NTC je narejena za izvoz in uvoz obravnavane države.

Na osnovi razvojnih načrtov in zgoraj navedenih projektov je izdelana napoved ustreznosti čezmejnih povezav za leto 2030 (**Slika 3.1-12**) [4]. Razvojni načrt je obravnaval štiri scenarije (vizije). Kot vidimo, lahko ob izpeljavi predvidenih investicij in pravočasnih ukrepih leta 2030 pričakujemo ustreznost stanja interkonekcij. Če sliko (**Slika 3.1-12**) primerjamo s trenutnim stanjem in številnimi ozkimi grli (**Slika 3.1-11**) ugotavljamo, da se bo stanje znatno izboljšalo.



Slika 3.1-12: Ocena ustreznosti interkonekcij leta 2030 [4].

3.1.3 Poraba in proizvodnja v Sloveniji

3.1.3.1 Predvidene zaustavitve največjih enot

Predvidene zaustavitve velikih proizvodnih termo objektov v Sloveniji, ki so bile upoštevane v analizi Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljeno družbo v Sloveniji [3], so prikazane v tabeli (**Tabela 3.1-4**). Prikazane so tudi moči posameznih proizvodnih enot. NEK bo po vseh posodobitvah izhodiščno štiridesetletno življenjsko dobo podaljšal na sedanjih šestdeset let. Tako bo NEK nehala obratovati leta 2043. V TE Šoštanj pa se po zadnjih ocenah predvideva obratovanje najstarejšega delujočega bloka 4 do leta 2021, med tem ko naj bi blok 5 obratoval še do leta 2030. Za zaključek obratovanja bloka 6 je upoštevano leto 2054. Dejansko zapiranje objektov v TE Šoštanj bo odvisno od odločitve posloводства podjetja, pogojeno pa bo z ekonomskimi in okoljskimi dejavniki. V javnosti se v

zadnjem času omenja že celo leto 2040. Za prva dva bloka v TE-TOL se predvideva zapiranje do leta 2020. Tretji blok v TE-TOL naj bi obratoval do leta 2030. Morebitno zapiranje posameznih premogovnih objektov pred navedenimi datumi ni izključeno. To bi pa imelo za posledico povečanje primanjkljaja in potrebe po nadomestnih proizvodnih zmogljivostih, s katerimi bi omilili uvozno odvisnost.

Tabela 3.1-4: Predvidene zaustavitve proizvodnih objektov po zmogljivostih (moč na pragu)

Objekt	Moč (MW)	Leto zaustavitve
NEK	696	2043
TEŠ-B4	248	2021
TEŠ-B5	305	2030
TEŠ-B6	554	2054 / možno že 2040
TE-TOL-B1	39	2020
TE-TOL-B2	39	2020
TE-TOL-B3	45	2030

V nadaljnjem prikazu niso zajete velike hidroelektrarne, ki imajo izjemno dolgo življenjsko dobo, hkrati se pa običajno prenavljajo v smeri še daljšega obratovanja. Ravno tako niso zajete obstoječe plinske termoelektrarne, ki so namenjene predvsem sistemskim storitvam, primarno zagotavljanju izpadle moči in ne proizvodnji električne energije.

V tabeli (**Tabela 3.1-5**) so tako podani podatki zapiranja objektov po tehnologijah:

- premogovnih termoelektrarn (TE_P) in
- jedrska elektrarna (JE).

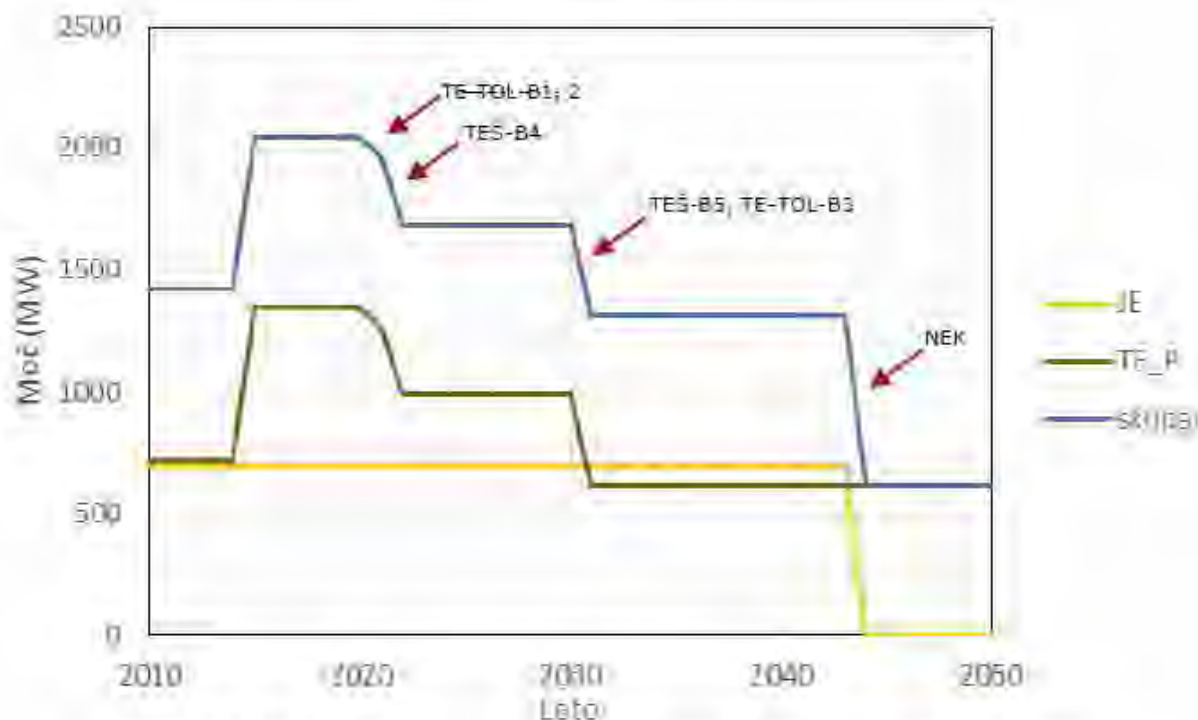
Poleg letnic zapiranja elektrarn so podane tudi skupne moči obravnavanih objektov pred in po zaprtju posamezne enote. Prikazani so podatki do konca obravnavanega obdobja, leta 2050.

Tabela 3.1-5: Predvideno zapiranje proizvodnih objektov po tehnologijah v Sloveniji do leta 2050 (moč na pragu).

Tehnologija /objekt	Celotna moč pred zaustavitvijo (MW)	Moč (MW)	Leto zaustavitve objekta	Celotna moč po zaustavitvi (MW)
TE_P/TEŠ-B4	1926	248	2021	1678
TE_P/TE-TOL-B1	1678	39	2020	1639
TE_P/TE-TOL-B2	1639	39	2020	1600
TE_P/TE-TOL-B3	1600	45	2030	1555
TE_P/TEŠ-B5	1555	305	2030	1250
JE/NEK	1250	696	2043	554
TE_P/TEŠ-B6	554	554	2054, lahko že 2040	0

Zapiranje velikih proizvodnih enot po tehnologiji premogovnih elektrarn (TE_P) in jedrske elektrarne (JE) v Sloveniji so prikazane tudi na sliki (**Slika 3.1-13**). Ker je na tej sliki prikazano obravnavano obdobje do leta 2050, ni vidna navedba iz tabele, da kmalu po tem (predvidoma leta 2054) ugasne tudi zadnji blok v TEŠ,

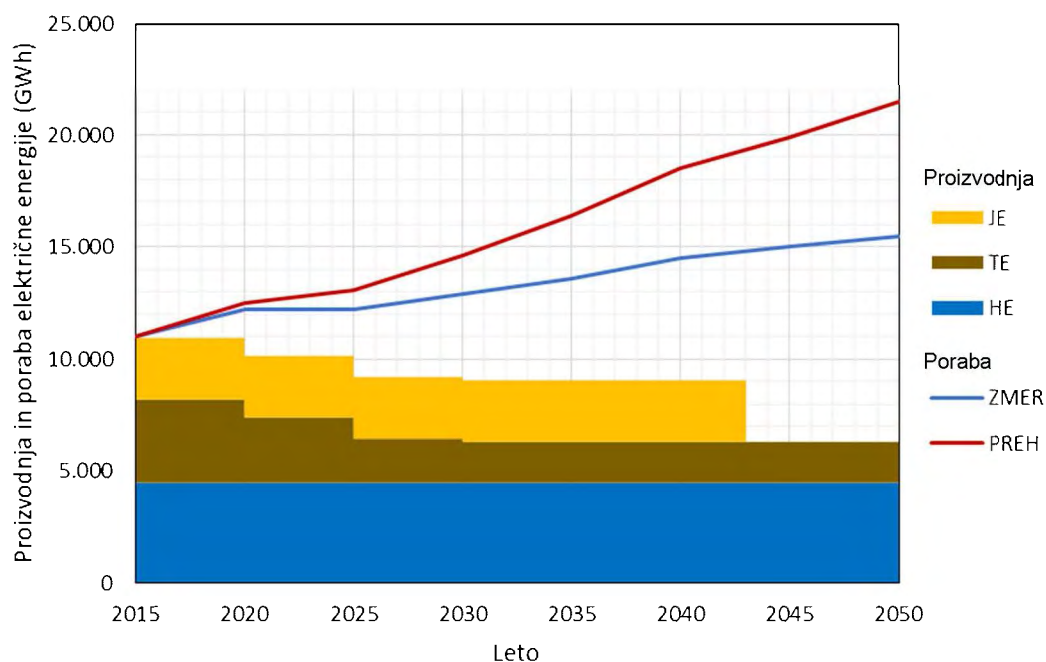
čepav se v javnosti v zadnjem času omenja že leto 2040 kot zaključek obratovanja TEŠ 6. S tem postane primanjkljaj slovenskih proizvodnih kapacitet še večji kot je na sliki.



Slika 3.1-13: Prikaz zapiranja proizvodnih objektov po tehnologijah do leta 2050.

3.1.3.2 Analiza ELEK

Podjetje ELEK je v študiji [3] analiziral dolgoročno stanje glede potreb po novih proizvodnih virih električne energije. Na sliki **(Slika 3.1-14)** je prikazana proizvodnja električne energije z obstoječimi enotami do leta 2050. Razdeljena je na velike hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrsko elektrarno. Poleg proizvodnje je prikazana tudi projekcija porabe na nivoju prenosnega omrežja (zmerni scenarij – ZMER in prehodni scenarij – PREH). Pri čemer zmerni scenarij predpostavlja zmerno rast porabe električne energije, prehodni scenarij pa predpostavlja intenzivnejšo rast zaradi večjega prehoda na uporabo električne energije (promet, toplotne črpalke,...) [7]. Pri proizvodnji iz NEK je prikazan samo slovenski del. Prikazana poraba na prenosnem omrežju vsebuje vse izgube, in ne vsebuje porabe pokrite direktno iz QVE in SPTE, saj so ti, razpršeni viri priključeni na distribucijsko omrežje.



Slika 3.1-14: Poraba in proizvodnja električne energije z obstoječimi enotami na prenosnem omrežju do leta 2050.

3.1.3.3 Analiza iz osnutka Nacionalnega energetskega podnebnega načrta (NEPN)¹

NEPN je strateški dokument, ki mora za obdobje do leta 2030 (s pogledom do 2040) določiti cilje, politike in ukrepe na petih razsežnostih energetske unije:

1. razogljičenje (emisije toplogrednih plinov (TGP) in obnovljivi viri energije (OVE)),
2. energetska učinkovitost,
3. energetska varnost,
4. notranji trg energije ter
5. raziskave, inovacije in konkurenčnost.

Podrobneje je proces priprave NEPN opisan v poglavju 2.1.3.

Slovenija je imela v preteklih obdobjih praktično vedno negativno elektroenergetsko bilanco, ki pa z leti močno niha, kar je predvsem posledica visoke odvisnosti od hidrologije. Do uvoza oz. izvoza električne energije prihaja zaradi odstopanj med domačo porabo in proizvodnjo električne energije. V primeru pomanjkanja domačih proizvodnih virov prihaja do uvoza električne energije iz tujine. Če opazujemo samo fizične razmere, je Slovenija neto izvoznik. Ker pa med domače proizvodne vire lahko štejemo samo polovico električne energije proizvedene iz NEK, skladno z lastništvom, je Slovenija dejansko neto uvoznik. V času višjega odjema v omrežju Slovenija velik del potreb pokriva z uvozom, medtem ko je v času nižjega odjema še sposobna proizvesti viške električne energije, ki jih izvozimo na tuje trge [8].

¹ Osnutek NEPN, avgust 2019, <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebn-nacr/dokumenti/#c938>

V Sloveniji je bilo leta 2017 v prenosni in distribucijski sistem prevzetih 14.984 GWh električne energije, kar je 249 GWh manj kot leta 2016. Prevzem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 4.479 GWh, kar je 616 GWh manj kot leto pred tem, prevzem iz elektrarn na fosilna goriva pa je prispeval 4.539 GWh ali 176 GWh manj kot leta 2016. Iz jedrske elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5.966 GWh električne energije oziroma 543 GWh več kot leto pred tem. Količine energije so povzete iz bilanc elektro operaterjev na podlagi fizičnih pretokov [9].

V distribucijski sistem (ki vključuje tudi zaprte distribucijske sisteme) je bilo v letu 2017 prevzetih 1.032 GWh električne energije iz proizvodnje, priključene na distribucijski sistem. Poleg tega je bilo v internih omrežjih odjemalcev porabljenih dodatnih 353 GWh električne energije oziroma 25 % vse električne energije, proizvedene v proizvodnih objektih, priključenih na distribucijski (in zaprte) distribucijske sisteme, kar je za dve odstotni točki več kot leta 2016 [9].

Trije stebri energetske varnosti

V Sloveniji se za proizvodnjo električne energije pretežno uporabljajo domači viri, ki predstavljajo temelj energetske oz. elektroenergetske varnosti. Pri tem gre za uporabo:

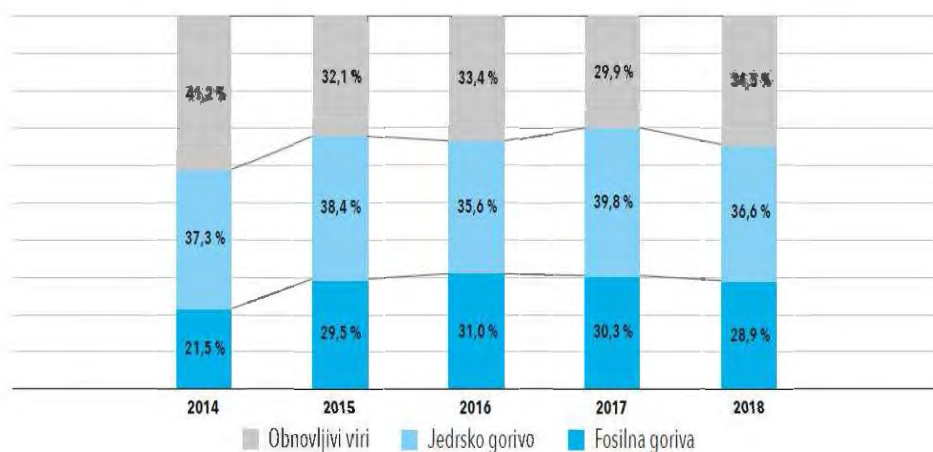
- obnovljivih virov energije, ki delež zagotavljajo s hidroenergijo v velikih napravah,
- domačem premogu - lignitu in
- jedrski energiji, ki se tudi šteje kot domač vir.

Tako so trije stebri elektroenergetske varnosti v letu 2017 zagotovili 10.728 GWh električne energije, kar predstavlja 73 % porabe električne energije. Uporaba domačih virov zagotavlja zanesljivo in kakovostno oskrbo z električno energijo.

Domači viri proizvodnje, upoštevaje polovični delež proizvodnje iz jedrske elektrarne Krško, so v slovenski elektroenergetski sistem prispevali 12.001 GWh električne energije, odjem pri končnih odjemalcih pa je znašal 14.468 GWh električne energije, pri čemer se 90 GWh, kolikor so znašale količine izvoza električne energije v Italijo iz RTP Vrtojba in RTP Sežana, ne všteva. V Sloveniji smo v letu 2017 z domačimi viri proizvodnje pokrili 82,9 % porabe električne energije, uvozna odvisnost je tako znašala 17,1 % [9].

V slovenski elektroenergetski sistem je bilo (v letu 2017) vključenih za 18 MW novih proizvodnih zmogljivosti, od tega so elektrarne, priključene na distribucijski sistem, prispevale 17 MW, 1 MW pa elektrarne, priključene na zaprte distribucijske sisteme. Največji delež k povečanju so prispevale nove in obnovljene hidroelektrarne s skupno močjo 11,1 MW. Pomemben delež pri povečanju proizvodnih zmogljivosti so imele še nove sončne elektrarne s 4,7 MW ter enote za soproizvodnjo toplote in električne energije z 1 MW. V letu 2017 ni bilo pomembnejših zaustavitev obstoječih proizvodnih objektov [9].

Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se letno spreminja glede na hidrološke in druge razmere in tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. V letu 2017 je ta delež znašal približno 30 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji, kar je tri odstotne točke manj kot leto prej. Elektrarne na fosilna goriva so k skupni proizvodnji prispevale približno 30 %, kar je za eno odstotno točko manj kot leto prej, jedrska elektrarna Krško pa 40 % vse proizvedene električne energije [9].



Slika 3.1-15: Delež primarnih virov za proizvodnjo električne energije v obdobju 2014-2018 [10]

V osnutku NEPN so v osnovi predvideni 3 različni scenariji:

- scenarij z obstoječimi ukrepi (OU),
- scenarij z dodatnimi ukrepi (DU),
- ambiciozni scenarij z dodatnimi ukrepi (DUA).

Scenarij z obstoječimi ukrepi (OU) predpostavlja minimalne dodatne investicije v velike naprave. Predpostavlja dokončanje verige hidroelektrarn na spodnji Savi, drugih investicij v OVE pa ne predpostavlja. Ne predpostavlja izgradnje nove jedrske elektrarne, saj odločitev še ni sprejeta, predpostavlja pa delovanje obstoječe NEK do konca podaljšane življenjske dobe (2043). Zaradi izteka življenjske dobe NEK ter dodatno za pokrivanje razlike med potrebno in dejansko proizvodnjo se predvideva izgradnja termoelektrarn na plin, in sicer so predvidene plinsko parne enote v kombinaciji s sistemi za zajem in shranjevanje ogljika (CCS). Uvoz je predpostavljen na sedanji ravni.

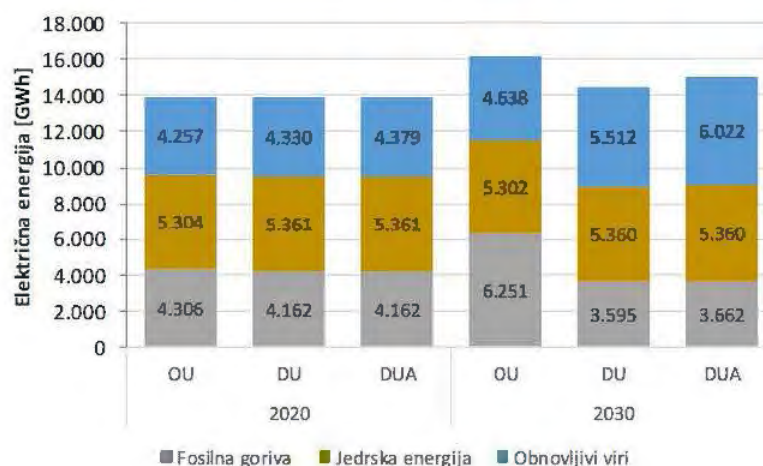
Scenarija z dodatnimi ukrepi (DU in DUA) predvidevata večjo proizvodnjo električne energije iz hidroenergije ter tudi iz vetra in sonca, ki sodita med razpršene vire, v kombinaciji z velikimi hranilniki električne energije (ČHE in baterije). Razvoj ostalih naprav ima dve smeri razvoja – jedrska opcija ali opcija brez jedrske energije. Od tega katera opcija je izbrana, je odvisno število enot termoelektrarn, kjer so predvidene samo plinsko parne enote v kombinaciji s sintetičnim plinom oz. z zajemom CO₂. Pri obstoječih enotah se v obeh scenarijih z dodatnimi ukrepi predvideva namestitev zajema in uporabe CO₂ na TEŠ 6. V scenarijih z dodatnimi ukrepi je PPE TE-TOL predvidena uporaba sintetičnega plina.

V prihodnje se na podlagi projekcij pričakuje v scenariju z obstoječimi ukrepi (OU), zaradi zastoja investicij v obnovljive vire energije, povečanje proizvodnje električne energije iz fosilnih energentov (plina), v scenarijih z dodatnimi ukrepi (DU in DUA) pa se pričakuje povečan obseg investiranja v proizvodne naprave, ki uporabljajo vse obnovljive vire energije: sonce, vodo in veter, kar vpliva na znatno povečanje deleža proizvedene električne energije iz OVE in zmanjšanje deleža iz fosilnih goriv.

V Sloveniji se širša uporaba zemeljskega plina v velikih kurilnih napravah do sedaj ni uporabljala. Prvo obsežnejšo uporabo pričakujemo v naslednjih letih za proizvodnjo toplotne in električne energije v TETOL.

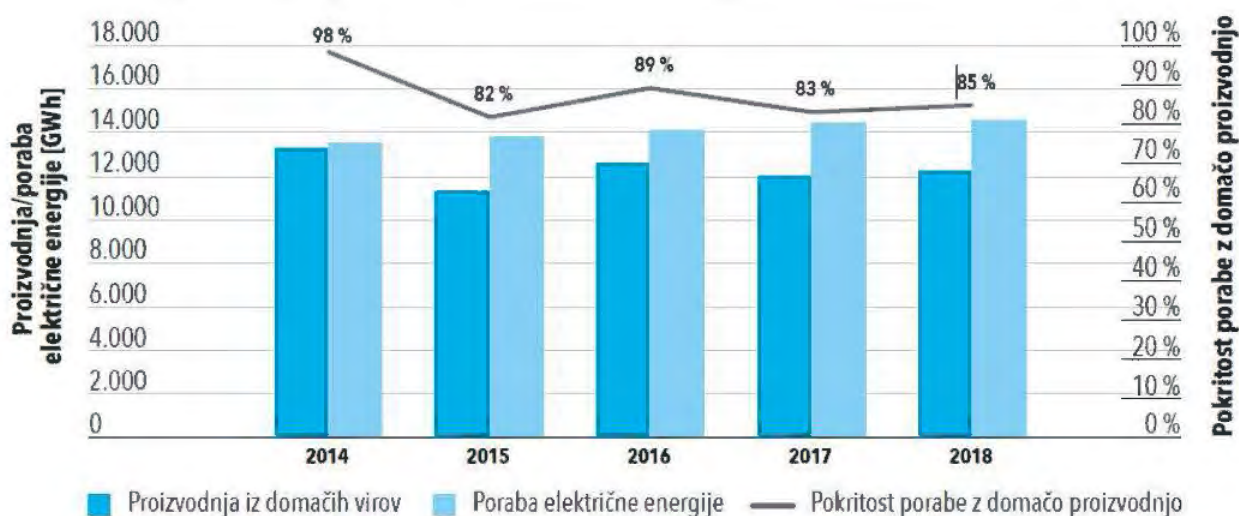
Pretežni del investicij v velikih napravah je bil v preteklosti posvečen zamenjavi starih premogovnih naprav za najnovejše, ki izpolnjujejo kriterije najboljše razpoložljive tehnologije (BAT), pri čemer se je izkoristek bistveno izboljšal ter znižala okoljska obremenitev.

Zamenjava starih naprav se bo nadaljevala tudi v prihodnosti, poleg tega se bo nadaljevalo povečevanje proizvodnje iz OVE.



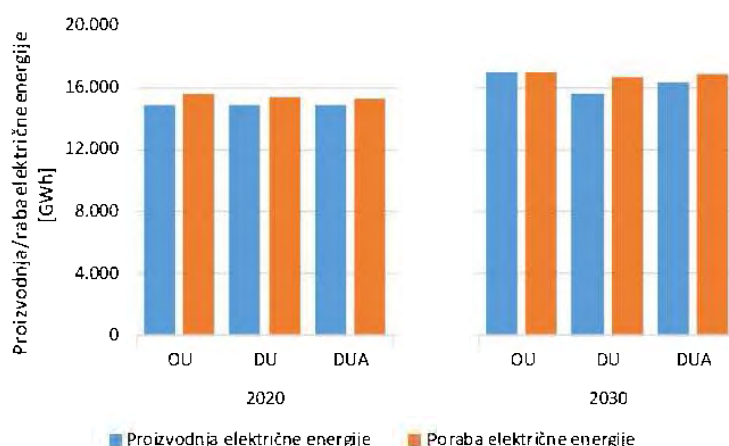
Slika 3.1-16: Proizvodnja električne energije HE, TE in NEK v letih 2020 in 2030 po scenarijih iz osnutka NEPN z upoštevanjem celotne proizvodnje v NEK

Uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo v Sloveniji močno niha. V zadnjih osmih letih se je gibala od 2 % pa vse do 18 %. Na grafu je prikazana pokritost porabe z domačo proizvodnjo, kar pomeni, da razlika do 100 % predstavlja uvozno odvisnost.



Slika 3.1-17: Proizvodnja, poraba in uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo v obdobju 2014-2018, [10]

V scenarijih osnutka NEPN je bilo predpostavljeno, da se bo v prihodnje v podobni meri kakor do sedaj potrebe po električni energiji v Sloveniji pokrivalo z lastno proizvodnjo, kar prikazuje spodnja slika (**Slika 3.1-18**).



Slika 3.1-18: Proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji za leti 2020 in 2030 po scenarijih iz osnutka NEPN z upoštevanjem celotne proizvodnje iz NEK

Veliki objekti za proizvodnjo električne energije so ključni za zagotavljanje zanesljive oskrbe z električno energijo, saj pokrijejo razliko od proizvodnje iz razpršenih virov in potrebno proizvodnjo za zagotavljanje zanesljive oskrbe.

Pri razpršenih virih se v prihodnje pričakuje povečanje proizvodnje iz vseh razpršenih virov, v ambicioznem scenariju do potencialov, ki so na voljo v Sloveniji, pri čemer je pri sončnih elektrarnah razvoj omejen na lokacije na stavbah oz. degradiranih območjih.

Iz zgornje slike je razvidno, da bo leta 2030 v scenariju z dodatnimi ukrepi (DU in DUA), ki je skladen z zahtevami o 24,1 % oz. 28,8 % deležu OVE, primanjkovalo med 3,5 in 4 TWh električne energije, če upoštevamo polovico proizvodnje iz NEK.

Stališče GEN energije na trenutni osnutek NEPN [13] je, da trenutni scenariji predstavljajo popoln zasuk od trajnostnega razvoja energetike, kajti:

- **Neenakovredno obravnava tehnologije**, saj ne upošteva vseh nizkoogljičnih tehnologij na enak način – favorizirani OVE so brez vsebinske, izvedljivostne in finančne utemeljitve. Na primer, uporaba plina ima kljub visokim emisijam TGP prednost pred drugimi tehnologijami.
- **Ne upošteva, da je za znižanje emisij TGP ključno zmanjšanje uporabe fosilnih virov (tudi plina)**, potrebna je uporaba in vključevanje vseh nizkoogljičnih tehnologij in ne samo razvoj OVE.
- **Ne vsebuje različnih scenarijev in možnosti razvoja energetike**, predvideva se samo ena izbrana pot, ki pa zaradi velikih investicijskih vložkov v OVE ne predstavlja tehnološko in ekonomsko izvedljive rešitve. Med drugim se predvideva uporaba komercialno neznanih in nedostopnih tehnologij (zajem CO₂ in uporaba - CCU, proizvodnja obnovljivih oziroma sintetičnih plinov), ne obravnava se hranilnikov energije.

- **Ni upoštevan vidik končnega odjemalca (gospodinjstva in industrija)**, predvsem z vidika končnega računa za električno energijo, kar ključno vpliva na gospodarsko dejavnost, konkurenčnost slovenskega gospodarstva in energetske revščino med gospodinjstvi in odjemalci.
- **Poslabšuje se zanesljivost oskrbe s povečevanjem uvozne odvisnosti na 75 %**, kajti danes je več kot 98 % proizvedene elektrike iz domačih virov, znižanje na 75 % predstavlja resen padec uvozne neodvisnosti oskrbe.

Pričakovati je, da se bodo ti scenariji do sprejetja končnega dokumenta še spremenili.

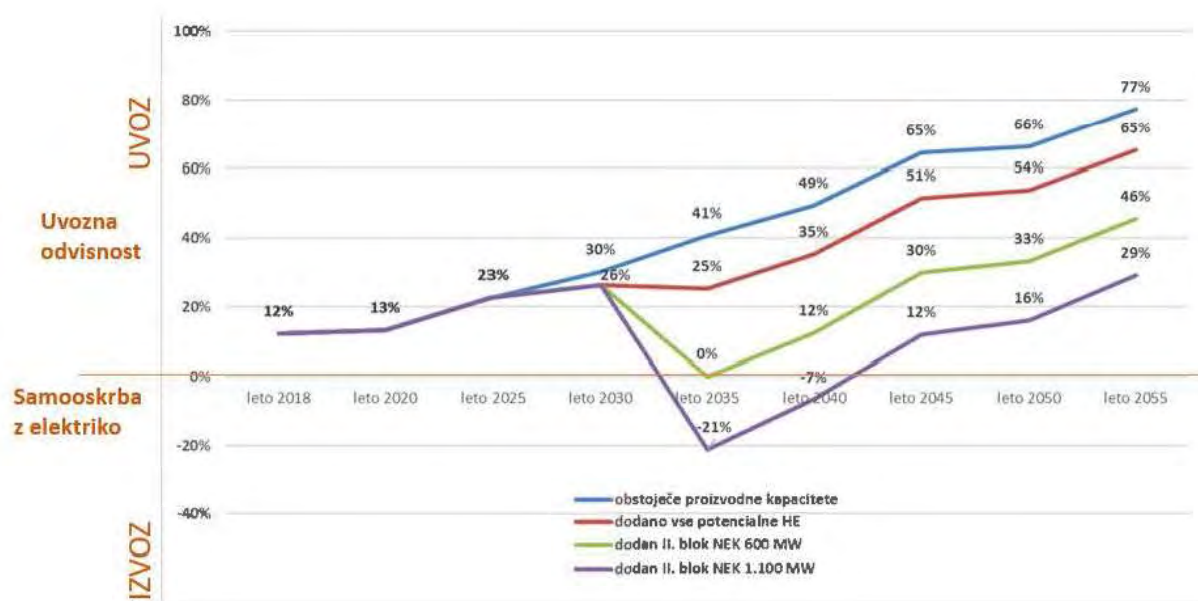
3.1.3.4 Analiza ELES

ELES je izdelal projekcije uvozne odvisnosti (**Slika 3.1-19**) za primer takojšnje zaustavitve TEŠ ter NEK skladno z življenjsko dobo v letu 2043. Projekcije kažejo na izjemno visoko uvozno odvisnost - preko 75 % v letu 2050. Tudi če se izkoristi ves potencial novih HE (glede na Akcijski načrt AN OVE) bo uvozna odvisnost skoraj 65 % v letu 2050. Potrebno je podariti, da ELES pri teh projekcijah ni upošteval proizvodnje iz spremenljivih OVE (sončne in vetrne elektrarne).

Le v primeru, če se izgradi enota jedrske elektrarne z močjo 1.100 MW bi dosegli nekoliko sprejemljivejšo uvozno odvisnost (približno 30 % v letu 2050), kljub temu pa bi to še vedno pomenilo za 50 % večjo uvozno odvisnost kot je ta danes. Preostalo uvozno odvisnost pa bi v tem primeru pokrivali s proizvodnjo iz spremenljivih OVE.

Iz projekcije je razvidno, da glavni izziv energetike predstavlja dolgoročna strategija razvoja, saj v energetiki ni možno doseči dolgoročnih ciljev le s kratkoročnimi ukrepi do leta 2030.

Glede na projekcije ELESa ostaja ključno vprašanje uspešnost obratovanja TEŠ in NEK vse do njune zaustavitve – skladno z življenjsko dobo ali pa predčasno.



Slika 3.1-19: Projekcije uvozne odvisnosti – ELES projekcija

3.1.3.5 Povzetek različnih projekcij porabe in proizvodnje električne energije v Sloveniji

V Sloveniji se ocenjuje, da bo rast porabe celotne energije v primeru uspešno izvedenih intenzivnih ukrepov učinkovite rabe energije po letu 2030 začela počasi upadati. Delež porabe električne energije bo naraščal tako na račun povečevanja učinkovitosti rabe energije kakor tudi s prehodom na širšo uporabo električne energije (elektrifikacija), kar bo pomenilo povečanje porabe električne energije.

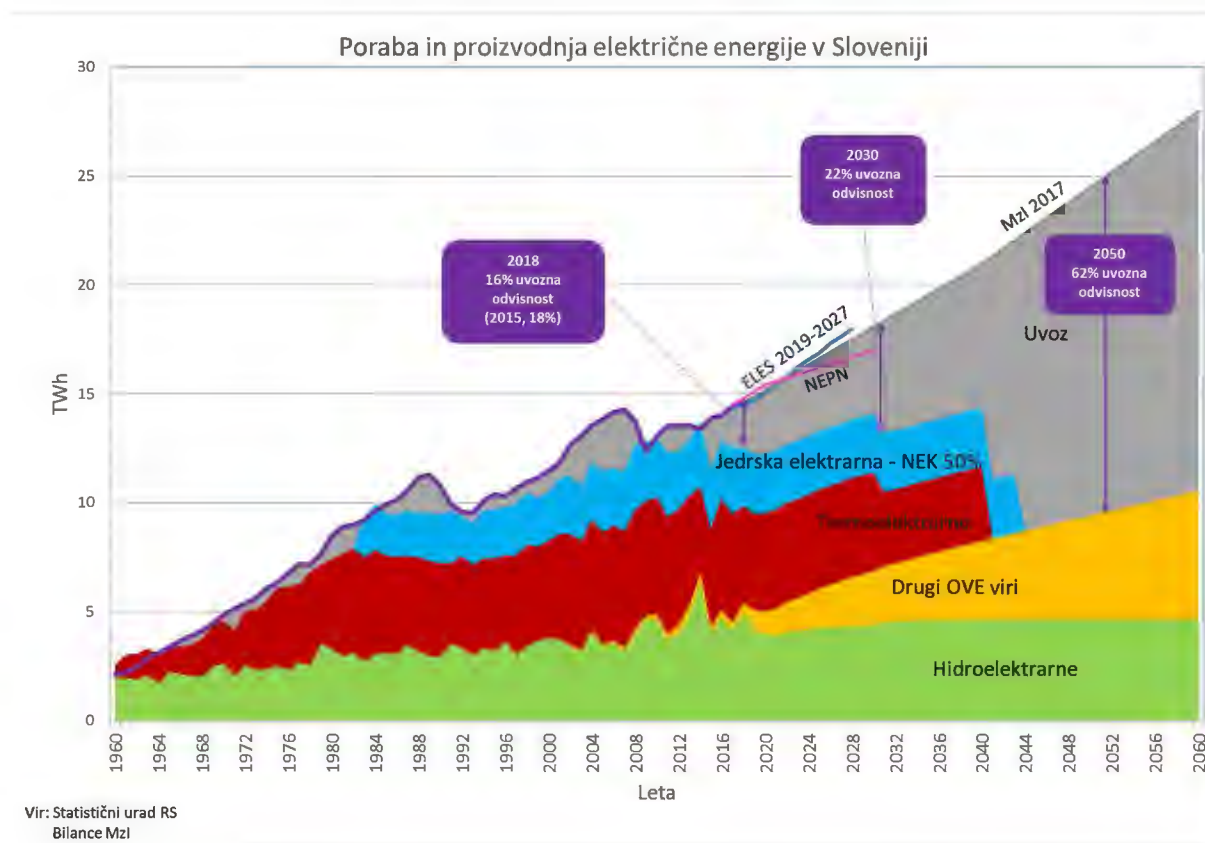
V obdobju desetih let, do gospodarske krize v letu 2008, se je poraba električne energije v Sloveniji povečala za več kot 33 %. V času gospodarske krize je poraba električne energije upadla, predvsem zaradi zmanjšanja gospodarske aktivnosti in dno dosegla v letu 2009. Od leta 2009 pa poraba zopet narašča in je v letu 2018 narasla za 15 % glede na leto 2009 oziroma smo že 2015 presegli najvišjo porabe iz leta 2007.

V sektorju gospodinskih odjemalcev poraba električne energije ni doživela padca zaradi gospodarske krize in je v splošnem naraščala. Sektor predelovalnih dejavnosti in gradbeništva je prizadel največji padec, in sicer 33 % padec v letu 2009 glede na leto 2007. Vendar pa je poraba električne energije v tem sektorju vztrajno naraščala in je v letu 2018 dosegla 38 % dvig glede na leto 2009. Sektor drugih porabnikov ni doživel padca porabe električne energije oziroma je naraščal skozi celotno obdobje. Tako se je poraba električne energije sektorja drugih porabnikov v letu 2017 povečala za 37 % v primerjavi z letom 2007, vendar je v letu 2018 za dobrih 10 % upadla, tako da je sedaj 27 % višja v primerjavi z letom 2007.

V Sloveniji je razmerje med poslovnim odjemom električne energije in gospodinjstvi približno 3:1, oziroma v letu 2012 je poraba električne energije poslovnih odjemalcev znašala 9.482 GWh, medtem ko je poraba gospodinskih odjemalcev znašala 3.179 GWh. Takšno razmerje je ostalo tudi v letu 2018, ko je poraba

gospodinskih odjemalcev znašala 3.368 GWh in poslovnih odjemalcev 10.356 GWh. Kljub neprestanim naporom za bolj učinkovito rabo električne energije, se bo poraba povečala zaradi splošne rasti industrijske proizvodnje in stopnje predelave.

Slika (Slika 3.1-20) prikazuje scenarije porabe in proizvodnje električne energije do leta 2060. Projekcije porabe temeljijo na Dolgoročnih energetskih bilancah do leta 2035 in okvirno do leta 2055 [19], ki jih je leta 2017 pripravil MzI (projekcije MzI 2017) in razvojnega načrta ELES-a za obdobje 2019-2027 [8]. Prav tako se na podlagi razvojnega načrta ELESa predvideva razvoj OVE skladno s projekcijami ELESa do 2027 ter skupaj s scenarijem razvoja OVE iz osnutka NEPN, z upoštevanjem izvedbe vseh predvidenih ukrepov, nato pa je predpostavljen nadaljnji razvoj OVE s primerljivim trendom vse do 2060. Gre torej za intenzivno uvajanje OVE, ki ima na koncu okoli 6.000 MW sončne energije, zgrajene male HE, ter v sklopu projekcije hidro proizvodnje veriga HE na Muri in srednji Savi, kar se kaže kot neuresničljivo na podlagi osnutka NEPN. Obstoječe večje proizvodne enote bodo predvideno obratovala z naslednjo dinamiko – TEŠ 5 do leta 2030, TEŠ 6 do leta 2040 in NEK do leta 2043.



Slika 3.1-20: Scenarij porabe in proizvodnje električne energije do leta 2060

Tako bi v letu 2030 v Sloveniji brez JEK 2 primanjkovalo za okoli 4 TWh pasovne električne energije, če bi uspeli realizirati za približno 2.000 MW sončne energije. V nasprotnem primeru bi bil prispevek drugih OVE precej manjši, kar bi pomenilo še dodatnih 2,5 TWh, skupaj 6,5 TWh pasovne električne energije oziroma 800 MW moči pasovne proizvodnje električne energije. V primeru, da bi ta primanjkljaj nadomeščali s fosilno proizvodnjo, ne bi mogli izpolniti zahtev iz Kjotskega protokola. V letu 2060 pa bo brez večjih ukrepov

primanjkovalo od 15 TWh do 20 TWh pasovne električne energije oziroma od 1.900 do 2.600 MW moči za pasovno proizvodnjo električne energije.

Prav zaradi omenjenih predvidenih primanjkljajev energije, omejenih naravnih danosti Slovenije za proizvodnjo električne energije in dolgih postopkih od sprejema odločitve do izvedbe, je potrebno dolgoročno in pravočasno planiranje energetskega sistema. Glavni izziv predstavlja nadomestitev proizvodnje iz TEŠ in NEK, saj je ne glede na maksimalni intenzivni razvoj OVE virov iz slike (**Slika 3.1-20**) razvidno, da bo pomanjkanje električne energije na letnem nivoju za več kot celotno novo jedrsko elektrarno že v primeru scenarijev nizke porabe električne energije (ELES 2019-2027 ali pa osnutek NEPN) takoj po zaprtju TEŠ, če se razvoj sončne ne bo povečal na 2.000 MW oziroma po zaprtju TEŠ in NEK, tudi če se bo sončna povečala na več kot 2.000 MW. Pomembno je zavedanje, da govorimo o letni bilanci energije, kar pomeni, da bi ta primanjkljaj znašal v povprečju na leto, medtem ko bi v posameznih trenutkih lahko znašal tudi preko 80 % porabe (ko ni sonca). Sončna energija bi seveda morala biti shranjena doma v obliki toplotne energije oziroma sintetičnega plina, saj izvoz ogromnih presežkov od 4.000 do 6.000 MW energije seveda pomeni kanibalizem lastne cene energije, ki nima cene oziroma je lahko celo negativna.

3.2 PROJEKCIJE GIBANJ CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE

V poglavju so obravnavana predvidena cenovna gibanja električne energije v Sloveniji in regiji v naslednjih 30 letih in so povzete iz predhodnih študij ([1], [3], [7], [11], [12]).

Glede na to, da je pri napovedovanju cen električne energije za naslednja desetletja veliko negotovosti, ocenjujemo, da kljub nekaterim spremenjenim okoliščinam v zadnjih letih, še vedno lahko privzamemo ugotovitve iz zgornjih študij kot relevantne.

Kot izhodišče za modeliranje cen električne energije v Sloveniji so bile prevzete nekatere ugotovitve iz EU Reference Scenario 2016 [1]. Dodatno pa so bile v študiji [3] modelirane razmere na za Slovenijo relevantnih trgih električne energije (Slovenija, Italija, Avstrija, Madžarska in Hrvaška). Pri tem je bil uporabljen program EViews 7.1. V zgoraj omenjeni študiji [3] je tudi prikazana in opisana uporabljena metodologija.

Na splošno je cena električne energije odvisna od vrste dejavnikov na trgu. Najbolj pomembni so dinamika porabe in proizvodnje na relevantnih trgih, BDP, dinamika obdavčitev cen, cene ostalih energentov (predvsem nafta), pa tudi razmere na nemškem trgu električne energije statistično signifikantno vplivajo tudi na za Slovenijo relevanten trg, itd.

V študiji [11] je pri prodajni ceni električne energije upoštevana linearna rast v skladu z napovedjo Evropske komisije do leta 2030 (ob začetni ceni 62,73 EUR/MWh v letu 2010) in nato stabilizacija cene električne energije do leta 2040 na ravni 20 % nad ceno iz leta 2010, kar znaša 75,28 EUR/MWh. V letu 2030 je tako predvidena cena 74,01 EUR/MWh, v letu 2035 pa 74,77 EUR/MWh.

Osnutek NEPN [13] ugotavlja, da so na voljo referenčne projekcije mednarodnih cen goriv in emisijskih kuponov, ki jih redno pripravljajo in osvežujejo uveljavljene mednarodne institucije, za projekcijo cen električne energije pa takšnih podlag ni. Nadalje ugotavlja, da kljub dejstvu, da cene vse bolj konvergirajo, v bližnji prihodnosti ni za pričakovati enotnih cen električne energije v EU. Do leta 2030 se vseeno pričakuje nadaljnja rast cen električne energije, ki je delno posledica povečanega povpraševanja in pospešene elektrifikacije na vseh področjih. V večini držav EU borzne cene električne energije ne pokrivajo celotnih stroškov proizvodnje, kar otežuje investiranje v nove proizvodne zmogljivosti. Upoštevajoč dinamiko sprememb cen ostalih energentov se pričakuje, da se bodo povprečne letne cene pasovne električne energije gibale med 57 €/MWh v letu 2020, 62 €/MWh v letu 2025 in 70 €/MWh v letu 2030 na podlagi podatkov iz leta 2016. Neposreden vpliv na končno ceno električne energije ima tudi država, ki z določevanjem ravni obdavčitve energentov zasleduje fiskalne cilje in cilje s področja varovanja okolja. Na ceno električne energije za končnega odjemalca bodo v prihodnje vplivale tudi potrebe po nadgradnji elektroenergetskih omrežij, zlasti distribucijskega.

Cena električne energije, ki temelji na obsežni študiji EU Reference Scenario 2016 [1] predvideva precej realno, nad stopnjo inflacije, rast cen (brez davkov in stroškov omrežja) te dobrine po 0,83 % letno. Do leta 2030 predvidevajo, da se bodo cene dvignile za 18 % nad raven iz leta 2010. V tem letu je bila povprečna ponderirana cena električne energije (brez stroškov omrežja in davščin) v Sloveniji 59,4 EUR/MWh [14]. Do leta 2030 naj bi po napovedi EU Reference Scenario 2016 [1], ob 0,83 % povprečni letni rasti, povečala za 18 % in bo tako znašala okoli 70 EUR/MWh. Če predpostavimo, da bo podobna rast tudi v prihodnje, lahko ocenimo, da bo leta 2035 cena električne energije okoli 73 EUR/MWh.

Za potrebe ekonomske analize se za izhodiščno leto 2030 (prvo leto obratovanja) predpostavi prodajno ceno električne energije 70 EUR/MWh [13]. Predpostavi se tudi, da cena do leta 2035 sorazmerno raste do 74,00 EUR/MWh [11]. Ta prodajna cena ostane nespremenjena do konca življenjske dobe JEK 2.

3.3 ZAGOTAVLJANJE SISTEMSKIH STORITEV

Sistemske storitve, kot jih povzema študija Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji [3], obsegajo vse podporne tehnične procese, ki v EES zagotavljajo podporo prenosu električne energije med proizvajalci in odjemalci. Nemoten prenos električne energije je tesno povezan z zanesljivim obratovanjem EES na lokalni ravni, na ravni države in na ravni celotne evropske interkonekcije.

V omrežju nekdanje »interkonekcije UCTE« (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), danes ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity), se je uporabljalo večinoma izraze primarna, sekundarna in terciarna (minutna) regulacija oz. rezerva. Z nastajanjem skupnih obligatornih pravil v EU so se izrazi poenotili in vsebinsko opredelili – KO (Kodeksi Omrežja - Network Code), novo poimenovanje predstavlja tabela (**Tabela 3.3-1**).

Tabela 3.3-1: Terminologija na področju frekvenčnih regulacij – regulacijskih rezerv

NC LFCR*	Osrednja Evropa
rezerva za vzdrževanje frekvence - RVF <i>Frequency Containment Reserve – FCR</i>	primarna regulacijska rezerva PRR
rezerva za povrnitev frekvence: <i>Frequency Restoration Reserve – FRR:</i> <ul style="list-style-type: none"> avtomatska rezerva za povrnitev frekv. - aRPF <i>automatic FRR – aFRR</i> ročna rezerva za povrnitev frekv. - rRPF <i>manual FRR – mFRR</i> 	Sekundarna regulacijska rezerva SRR Terciarna regulacijska rezerva TRR
Rezerva za nadomestitev - RN <i>replacement reserve - RR</i>	Terciarna regulacijska rezerva (z daljšim časom aktivacije, nekateri SOPO tega produkta ne uporabljajo) - TRR

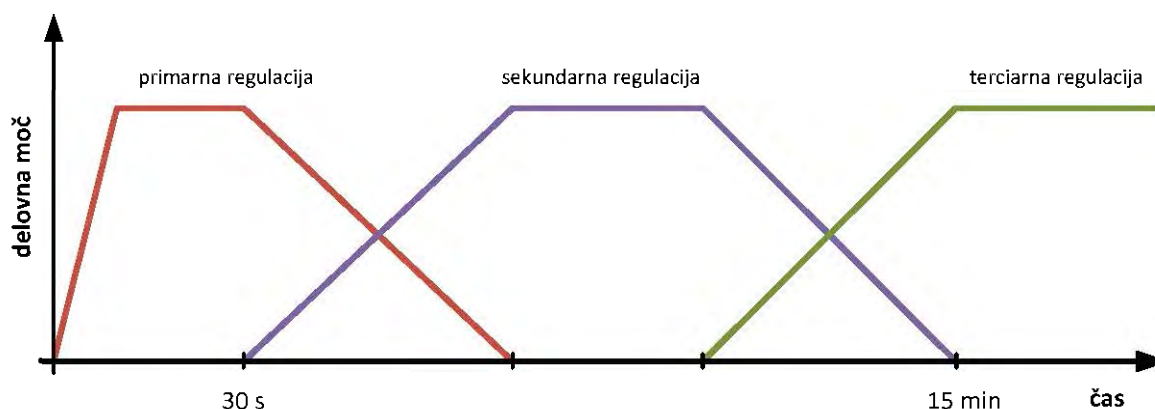
* ENTSO-E: Network Code on electricity transmission system operation, Load-Frequency Control and Reserves, Jun 2013

V izogib nejasnosti bomo v nadaljevanju uporabljali novo in staro terminologijo, ki se v strokovnih krogih še vedno uporablja.

3.3.1 Rezerva za vzdrževanje frekvence (primarna regulacija frekvence)

3.3.1.1 Potrebe po rezervi za vzdrževanje frekvence (primarna regulacija)

Ob motnjah (npr. ob izpadu proizvodne enote) lahko v elektroenergetskem sistemu (EES) pride do neuravnoteženosti proizvodnje in porabe delovne moči. Neuravnoteženost povzroči odklon frekvence od njene nazivne vrednosti, ki ga sistemski operaterji prenosnih omrežij skušajo odpraviti z različnimi mehanizmi regulacije frekvence. Regulacija frekvence je v EES kontinentalne Evrope v principu sestavljena iz treh stopenj (**Slika 3.3-1**), in sicer rezerve za povrnitev frekvence (primarne), avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne) ter ročne rezerve za povrnitev frekvence (terciarne regulacije frekvence), ki se aktivirajo zaporedoma (odvisno od intenzivnosti motnje).



Slika 3.3-1: Hierarhija regulacije frekvence

V prvi fazi, ki je označena kot rezerva za povrnitev frekvence (primarna regulacija frekvence), se povečanje oziroma zmanjšanje proizvodnje delovne moči generatorjev izvede samodejno preko turbinskega regulatorja, ki prilagodi oddano mehansko moč turbine v elektrarni.

Sistemske operaterji prenosnega omrežja skrbijo, da je v EES vedno na voljo dovolj zmogljivosti, ki omogočajo ustrezno² regulacijo frekvence. Glede na obratovalna pravila ENTSO-E je potrebno v celotnem sinhronem območju centralne Evrope zagotoviti 3.000 MW rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve (PRR)). Vrednost je določena na osnovi moči dveh največjih (1.500 MW) jedrskih blokov, pri čemer je upoštevan kriterij N-2. Slovenski sistemski operater mora zagotoviti delež moči za rezervo za povrnitev frekvence (primarno regulacijo), ki znaša cca. ± 15 MW. Omenjeni sorazmerni delež se izračunava letno, in upošteva slovensko proizvodnjo in porabo električne energije v primerjavi s proizvodnjo in porabo celotnega sinhronega območja centralne Evrope.

3.3.1.2 Načini zagotavljanja rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve)

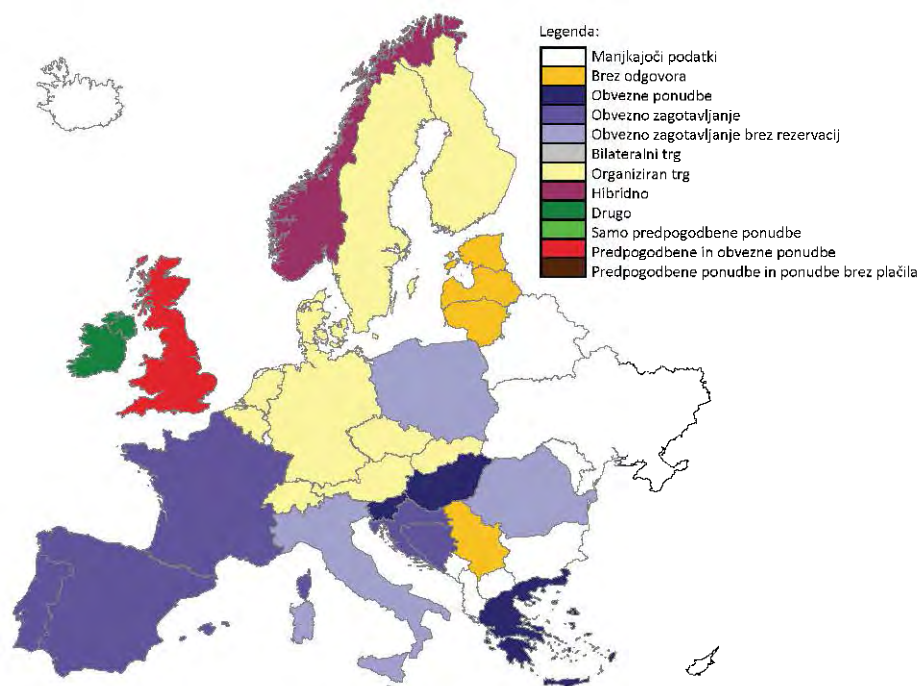
Sistemska storitev zagotavljanja RVF (PRR) je v slovenskem EES obvezna za vse agregate priključene na prenosno omrežje (možne so tudi izjeme, o katerih se sporazumeta proizvajalec in SOPO) in ni plačana storitev. Proizvajalci morajo na posameznih agregatih rezervirati regulacijski obseg moči v višini ± 2 % nazivne moči agregata, ki ga morajo aktivirati, če frekvenca odstopa za več kot 20 mHz.

V ostalih evropskih državah je zagotavljanje rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve (PRR)) urejeno različno. Stanje zagotavljanja PRR oz. FCR³ iz leta 2015 je prikazano na sliki (**Slika 3.3-2**). V državah ob sredozemskem morju in na vzhodu Evrope je zagotavljanje RVF (PRR) v osnovi večinoma obvezno za vse proizvajalce, v državah osrednje Evrope pa so za zakup te storitve vzpostavljeni tržni mehanizmi.

² Na ravni ENTSO-E so tehnični kriteriji regulacije frekvence določeni v omrežnem kodeksu za regulacijo frekvence – NC LFCR, na ravni RS pa v Sistemskih obratovalnih navodilih prenosnega omrežja - SONPO.

³ V okviru obratovalnih pravil združenja ENTSO-E se za primarno regulacijsko rezervo uporablja izraz »rezerva za ohranjanje frekvence« (angl. frequency containment reserve – FCR).

FCR (moč): način zagotavljanja



Slika 3.3-2: Zagotavljanje rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve oz. FCR) po evropskih državah [3]

Pojasnilo k legendi na sliki (**Slika 3.3-2**):

Dvostranski trg: ponudnik storitve in SOPO se pogodita za storitev in ceno oz. način plačila.

Hibridno: kombinacija več načinov.

Obvezne ponudbe: Proizvajalci priključeni na omrežje so zavezani nuditi preostalo oz. razpoložljivo moč.

Obvezno zagotavljanje: Proizvajalci priključeni na omrežje so zavezani rezervirati določen obseg moči, ki ga določi SOPO; fiksno ceno določi SOPO, regulator ali pa brez plačila.

Obvezno zagotavljanje brez rezervacije: razpoložljivi agregati morajo nuditi PRR (FCR), vendar jim ni potrebno rezervirati obsega moči za to storitev.

Organiziran trg: proizvajalec nima pogodbe oz. ni zavezan nuditi rezerve (preden jo sam ponudi); proizvajalci prostovoljno nastopajo na trgu (npr. preko avkcij, trgovalnih platform, itd.) in ponudijo ceno oz. prilagodijo produkt (npr. količino ali časovni okvir); rezultat trgovanja je lahko dvostranska pogodba.

V zadnjih letih vse več SOPO zagotavlja RVF (PRR) na tržni način. V Nemčiji na primer dražbe za RVF (PRR) potekajo že od leta 2007 (za RVF (PRR) se razpisujejo tedenski tenderji). V zadnjih letih na nemškem trgu s RVF (PRR) sodelujejo tudi Avstrijski, Švicarski in Nizozemski sistemski operaterji. Pričakovati je, da bo podoben mehanizem uveljavljen tudi v ostalih državah.

3.3.1.3 Možnosti tržnega pristopa zagotavljanja rezerve za povrnitev frekvence (primarne regulacijske rezerve)

Kot je bilo omenjeno, v vse več evropskih državah zagotavljanje RVF (PRR) poteka na tržni način. V nadaljevanju so predstavljene osnovne značilnosti nakupa RVF (PRR) v izbranih državah, kjer je to plačljiva sistemska storitev.

Avstrija: Avstrijski SOPO kupuje RVF (PRR) na sprotnih dražbah. Tenderji obsegajo nudenje RVF (PRR) v dolžini enega tedna. Zahtevan obseg RVF (PRR) v avstrijskem EES znaša v letu 2016 ± 65 MW. Produkti zajemajo simetrični obseg RVF (PRR), ločene ponudbe za pozitivno RVF (PRR) in negativno RVF (PRR) niso mogoče. Najmanjši ponujeni obseg lahko znaša ± 1 MW.

Nemčija: Nemški SOPO-ti kupujejo RVF (PRR) za celoten nemški EES na skupni trgovni platformi. Potrebe po RVF (PRR) leta 2016 znašajo ± 793 MW. Proizvajalci morajo ponuditi simetričen obseg (enak pozitiven in negativen obseg moči) RVF (PRR), pri čemer, ni nujno, da z isto proizvodno enoto nudijo rezervo za povrnitev frekvence (primarno regulacijo) v obe smeri. Na dražbah se razpisujejo tedenski tenderji.

Švica: V Švicarskem EES je za rezervo za povrnitev frekvence (primarno regulacijo) zahtevana delovna moč v višini približno ± 70 MW. SOPO razpiše tedenske tenderje, proizvajalci pa morajo ponuditi simetričen regulacijski obseg.

Češka: Na češkem večino (približno 95 %) sistemskih storitev zakupijo na podlagi dolgoročnih pogodb, poleg tega pa se poslužujejo še trgovanja za dan vnaprej. Leta 2015 je RVF (PRR) zagotavljalo 11 ponudnikov, pri čemer je največji delež posameznega proizvajalca znašal 20 %.

Če bi prišlo do vpeljave podobnih mehanizmov v slovenskem EES, ne bi bile potrebne rezervacije moči na vseh agregatih, ampak bi ponudniki sami oblikovali produkt, ki bi ga ponudili sistemskemu operaterju. Pri tem bi bila možna tehnično-ekonomska optimizacija glede na strukturo agregatov, ki bi jih imel ponudnik v zahtevanem časovnem obdobju na razpolago.

Kodeks omrežja za regulacijo frekvence (NC LFCR), ki ga je pripravil ENTSO-E, dopušča tudi čezmejno zagotavljanje RVF (PRR), pri čemer je potrebno upoštevati določene omejitve.

Za sinhrono območje osrednje Evrope so omejitve izmenjave RVF (PRR) definirane na nivoju regulacijskih blokov in po potrebi še na nivoju regulacijskega območja. Zahteva za izmenjavo RVF med SOPO sosednjih regulacijskih blokov je, da se najmanj 30 % skupno potrebne RVF v regulacijskem bloku fizično nahaja znotraj regulacijskega bloka. Poleg tega je lahko največ 30 % (omejitev velja le za količine večje od 100 MW) RVF zagotovljene znotraj regulacijskega bloka na razpolago sosednjim regulacijskim blokom (v izogib težavam pri morebitnem razpadu omrežja, pri čemer bi lahko bila RVF skoncentrirana znotraj enega območja).

Souporaba RVF znotraj sinhronnega območja ni dovoljena. Rezerva za povrnitev frekvence (primarna regulacija frekvence) je skupna naloga vseh SOPO v regulacijskem območju. V primeru večjega

neravnovesja moči se hkrati aktivirajo rezervne zmogljivosti vseh SOPO. Zaradi slednjega je RVF dimenzionirana na ravni celotnega regulacijskega območja. To pomeni, da je RVF že v osnovi v souporabi in bi nadaljnje deljenje pomenilo, da bi se skupen obseg rezerve zmanjšal pod mejo, ki je predvidena za regulacijsko območje.

3.3.2 *Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarna regulacija frekvence)*

3.3.2.1 Potrebe po avtomatski rezervi za povrnitev frekvence (sekundarni regulaciji)

Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarna regulacija) delovne moči je namenjena odpravi manjših odstopanj med proizvodnjo in porabo električne energije, ki so povzročene zaradi različnih vzrokov. Regulacija pomaga vzdrževati frekvenco interkonekcijske povezave glede na aktualno porabo in vozne rede ter pretoke moči med kontrolnimi področji.

Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarno regulacijsko rezervo) zagotavljajo prvenstveno elektrarne, ki so zato tehnološko usposobljene in ne morejo biti polno angažirane na trgu z električno energijo, saj morajo biti v vsakem trenutku na razpolago, da zagotovijo potrebno dodatno rezervno moč. Enote, ki so vključene v storitev morajo biti opremljene s signalom AGC (angl. automatic generation control), ki zahteva hitre odzive z namenom vzpostavitve ravnotežja odjema in proizvodnje.

V preteklih letih je ELES za potrebe slovenskega EES zagotavljal ± 80 MW SRR, v zadnjih dveh letih pa je glede na stvarno razpoložljivost proizvodnih objektov v slovenskem EES znižal potrebe po sekundarni rezervi na ± 60 MW.

Pri izvajanju sekundarne regulacije frekvence in moči je ELES v letu 2015 angažiral 68,2 GWh pozitivne in 121,9 GWh negativne energije. Na podlagi preteklih aktivacij je moč opaziti, da SOPO aktivira večje količine negativne aRPF (SRR) kot pozitivne aRPF (SRR). To je posledica obnašanja bilančnih skupin, ki zaradi nesimetrične porazdelitve stroškov odstopanj raje odstopajo v pozitivni kot negativni smeri.

Leta 2013 je družba ELES skupaj z avstrijskim APG vzpostavila čezmejno izmenjavo sekundarne energije po modelu izmenjave nasprotujočih se viškov energije (angl. imbalance netting). Mehanizem omogoča izmenjavo energije trenutnih odstopanj le v primerih, kadar regulacijski območji odstopata v nasprotnih smereh, med njima pa so na voljo proste prenosne zmogljivosti. Slednje so dodatno omejene z višino 200 MW, kolikor znaša najvišja možna izmenjava energije preko omenjenega mehanizma. V kolikor mehanizem ne uspe izravnati vseh odstopanj, jih v naslednjem trenutku poizkušajo odpraviti proizvodne enote, ki sodelujejo v sekundarni regulaciji. Projektu se je aprila 2016 pridružil še hrvaški SOPO (HOPS), v nadaljevanju pa naj bi se pridružila še švicarski in italijanski SOPO.

3.3.2.2 Viri za zagotavljanje avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne regulacije)

Zmožnosti elektrarn za zagotavljanje rezervne moči so glede na njihovo tehnologijo zelo različne. Najprimernejše so tehnologije z visoko stopnjo obratovalne fleksibilnosti, med katere sodijo:

- srednjetačne in visokotlačne HE,
- črpalne elektrarne,
- plinsko-parne elektrarne na zemeljski plin,
- parne elektrarne bodisi na tekoča goriva ali zemeljski plin, manj na premog.

Ostale tehnologije proizvodnje električne energije so manj uporabne, kot je primer jedrskih elektrarn⁴ (obratovanje pri polni moči je preprostejše ter manj zahtevno za opremo in gorivo), ki sodelujejo le tam, kjer ni ostalih možnosti (npr. v Franciji, z visokim deležem jedrske proizvodnje električne energije). Pomemben je tudi vidik ekonomskih karakteristik, kot je to primer pri plinskih turbinah (visoki stroški), čeprav so izredno obratovalno prilagodljive. Podobno je s pretočnimi hidroelektrarnami, ki tudi niso primerne za sodelovanje pri tovrstnih storitvah.

Za potrebe obratovanja slovenskega EES je ELES od leta 2014 zakupoval zmogljivosti za aRPF (SRR) v višini ± 60 MW (pred tem ± 80 MW). Glavna ponudnica sekundarne regulacije je bila družba HSE. Manjši delež sekundarne rezerve je v preteklih zagotavljala tudi TE-TOL, ki razpolaga s tremi termo-bloki.

Slovenske HE so večinoma pretočnega tipa, in kot take manj primerne za nudenje sekundarne rezerve. To je še posebej izrazito, ker se po trenutni ureditvi zakup sekundarne rezerve izvaja za obdobje celega leta, kar pomeni, da je potrebna stalna rezervacija vode v akumulacijskih bazenih (problematično v sušnih obdobjih). Več možnosti za tovrstne proizvodne enote bi bilo v primeru, da bi se obdobje zakupa skrajšalo.

Alternativna možnost zagotavljanja sekundarne regulacije (in drugih sistemskih storitev) je tudi na strani prilagodljivih porabnikov (angl. demand side management) in z razpršenimi viri (virtualne elektrarne). ENTSO-E je v takratnem načrtu razvoja raziskav predvideval za štiriletno obdobje 60 mio. EUR sredstev za raziskave zagotavljanja sistemskih storitev s prilagajanjem odjema. V evropskem prostoru že lahko zasledimo več ponudnikov, ki tržijo produkte virtualnih elektrarn. Največji upravljalec virtualnih elektrarn v Evropi tako na primer trži 2,1 GW zmogljivosti (predvsem na področju Nemčije), od katerih je 0,6 GW kvalificiranih za sekundarno regulacijo, 0,8 GW pa za terciarno regulacijo.

3.3.2.3 Možnosti za zagotavljanje potrebnih obsegov avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne regulacije)

V večini držav osrednje Evrope se aRPF (SRR) kupuje na organiziranih trgih - v glavnem z dražbami za krajša časovna obdobja (od ene ure do enega tedna). Na primer v Nemčiji in Avstriji se aRPF (SRR) zakupuje na tedenskih dražbah.

⁴ Sodobne zasnove jedrskih elektrarn omogočajo visoko stopnjo prilagodljivosti proizvodnje (gradienti reda 5 % P_n /minuto) in lahko sodelujejo pri RVF in aRPF (primarni in sekundarni regulaciji frekvence) [15].

ELES zakup aRPF (SRR) izvaja na podlagi bilateralnih pogajanj s ponudniki. Pogodba o zagotavljanju ± 60 MW aRPF (SRR) je bila sklenjena za petletno obdobje od leta 2014 do leta 2018.

V primeru vzpostavitve tržnega zagotavljanja aRPF (SRR) (z dražbami), bi se predvidoma skrajšali časovni razponi produktov, kar bi omogočilo sodelovanje širšega nabora proizvodnih enot, ki bi nudenje aRPF (SRR) prilagodile glede na njihov angažma na trgu z električno energijo. Možnost bi bila tudi sodelovanje na širšem (regionalnem) trgu, kar bi omogočalo zakup dela aRPF (SRR) tudi v tujini.

Nabor enot v slovenskem EES, primernih za izvajanje posameznih sistemskih storitev, je zelo omejen in obstaja možnost, da sistemski operater po tržni poti ne bi uspel zakupiti dovolj zmogljivosti za sistemske storitve. Energetski zakon EZ-1 opredeljuje zagotavljanje sistemskih storitev v takšnih primeru, ko sistemski operater na trgu ne uspe zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali če jih ne uspe nabaviti pod konkurenčnimi pogoji (74. člen EZ-1). Takrat lahko Agencija za energijo na zahtevo sistema operaterja brez poseganja v sklenjene pogodbe o dobavi z odločbo naloži enemu ali več proizvajalcem ali odjemalcem elektrike, ki lahko glede na tehnična in ekonomska merila pod najugodnejšimi pogoji ponudijo ustrezne količine sistemskih storitev naj nemudoma sklenejo pogodbo za zagotavljanje sistemskih storitev s sistemskim operaterjem.

3.3.3 Ročna rezerva za povrnitev frekvence (terciarna regulacija frekvence)

Ob nastopu večjih motenj v EES odigra svojo vlogo ročna rezerva za povrnitev frekvence rRPF (terciarna regulacijska rezerva (TRR)), katere glavna naloga je, da pri izpadu večjih proizvodnih blokov v sistemu pomaga sekundarni regulaciji odpraviti nastalo neravnotežje delovne moči. Za doseganje določene stopnje sigurnosti obratovanja EES mora imeti sistemski operater vedno na voljo proizvodne enote, ki lahko sodelujejo pri terciarni regulaciji.

Obseg rezerve za rRPF (TRR) je določen kot rezerva delovne moči, s katero mora SOPO pokriti izpada največjega obratujočega agregata (pozitivna rRPF (TRR)) in največje porabniške enote (negativna rRPF (TRR)) v regulacijskem območju. rRPF (TRR) mora biti v polnem obsegu aktivirana v 15 minutah po dani zahtevi. To pomeni, da pozitivno rRPF (TRR) lahko zagotavljajo proizvodne enote, ki so v vsakem trenutku sposobne v zahtevanem času zagnati oz. povečati proizvodnjo ali pa porabniki, ki lahko na poziv zmanjšajo porabo. Na drugi strani lahko negativno rRPF (TRR), nudijo proizvodne enote, ki lahko v zahtevanem času zmanjšajo proizvodnjo ali pa odjemalci, ki so na zahtevo sposobni povečati svojo porabo.

3.3.3.1 Potrebe po ročni rezervi za regulacijo frekvence (terciarni regulaciji frekvence)

V slovenskem EES se rRPF (TRR) v zadnjih letih zagotavlja preko dražb, ki jih enkrat letno razpisuje SOPO (ELES). Z leti so se nekoliko spreminjali produkti, ki jih je ELES razpisal na dražbah, postopek nakupa pa je ostajal podoben. V zadnjem obdobju je SOPO sklenil pogodbe za enoletno oz. večletno obdobja (odvisno od produkta rRPF (TRR)).

Vse od začetka obratovanja šestega bloka TEŠ mora ELES zagotoviti 550 MW zahtevane pozitivne rezerve, pred tem je zadostovalo 348 MW za pokritje izpada polovice inštalirane moči v NEK. Ker v Sloveniji primanjkuje dovolj razpoložljivih proizvodnih enot, je ELES uspel doma zakupiti le 348 MW.

Manjkajočo rezervo si je ELES zagotovil pri hrvaškem sistemskem operaterju (HOPS) s pomočjo sklenitve sporazuma o delitvi skupne rezerve znotraj regulacijskega bloka. Sporazum o zagotavljanju skupne ročne rezerve za povrnitev frekvence (rRPF) v regulacijskem bloku Slovenija-Hrvaška-Bosna in Hercegovina predvideva, da od skupno potrebnih 696 MW rRPF (TRR) v regulacijskem bloku SHB za 256 MW poskrbi ELES, 256 MW HOSP in 184 MW NOS BiH. Sporazum določa tudi deljeno zagotavljanje negativne rRPF (TRR), pri čemer bo ELES zagotovil 76 MW, HOSP 51 MW in NOS BiH 93 MW od skupaj 220 MW potrebne negativne rRPF (TRR).

Dodatnih 100 MW pozitivne rezerve si je ELES s februarjem 2015 zagotovil še pri italijanskem sistemskem operaterju (TERNA).

Za potrebe aktivacije negativne rRPF (TRR) v preteklih letih (od začetka obratovanja črpalne elektrarne (ČE) Avče) ELES ni imel sklenjene pogodbe, saj je moral HSE po sklepu Agencije za energijo sam zagotoviti izravnavo odstopanj v primeru izpada ČE Avče iz črpalnega režima obratovanja. Za leto 2016 je ELES na dražbi prvič kupil tudi negativno rRPF (TRR), in sicer v višini 185 MW.

ELES je leta 2015 za potrebe pozitivne rRPF angažiral 10.195 MWh energije. Večino energije (92 odstotkov) je bilo aktivirane pri domačih proizvajalcih, preostalih 8 odstotkov pa so prispevali ponudniki iz tujine. Število dogodkov aktivacije pozitivne rRPF (TRR) je primerljivo z letom poprej, pri čemer so se povprečni časi aktivacij nekoliko skrajšali glede na predhodno leto. Največjo povprečno moč so aktivacije dosegle decembra.

Tabela 3.3-2: Primer aktivacij rRPF (TRR) leta 2015.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	2015
Količina (MWh)	1782	1131	487	380	0	74	3004	0	251	1378	120	1589	10195
Trajanje (hh:mm)	17:47	10:02	5:53	3:41	0:00	0:54	22:41	0:00	3:00	12:12	3:45	6:48	86:43
Število	9	6	6	5	0	1	3	0	2	7	3	3	45
Povprečna moč (MW)	100	113	83	103	0	82	132	0	84	113	32	234	118

3.3.3.2 Povečanje obsega rRPF (TRR) ob morebitni izgradnji večjih virov – JEK 2

Ker je pozitivna rRPF (TRR) dimenzionirana na osnovi največje proizvodne enote v EES, bi pomemben mejnik na tem področju predstavljala tudi izgradnja JEK 2, ki je predvidena v obdobju po letu 2030 [3]. S tem bi agregat JEK 2 postal največji v slovenskem EES. Če predpostavimo, da bi pravila dimenzioniranja rezervnih zmogljivosti ostala enaka kot sedaj, bi moral SOPO zagotoviti rRPF (TRR) reda moči 1.000 MW

(varianta je jedrski blok moči 1.100 MW). Na kakšen način bi bilo mogoče zagotoviti potrebno rRPF (TRR), je predstavljeno v nadaljevanju.

Po trenutni ureditvi se večji del rRPF (TRR) v slovenskem EES zagotavlja z domačimi proizvodnimi enotami, preostanek pa s sporazumi o souporabi rRPF (TRR). V primeru povečanih potreb po rRPF (TRR) bi bilo za zagotavljanje le-te mogoče uporabiti različne mehanizme, med katerimi lahko omenimo naslednje:

- zagotavljanje rRPF (TRR) z domačimi zmogljivostmi;
- mehanizem souporabe rezerve s SOPO iz tujine;
- zakup rezervnih zmogljivosti v tujini;
- soinvestitor se pogodbeno zaveže, da skrbi za določen delež rRPF (TRR) (podobno kot v primeru NEK).

Domače zmogljivosti:

Trenutno je v slovenskem EES na razpolago približno 400 MW proizvodnih zmogljivosti, ki jih je mogoče angažirati za potrebe rRPF (TRR). Večini od teh zmogljivosti se bo iztekla življenjska doba v obdobju po letu 2030, tako da bi bilo do takrat potrebno na novo postaviti večino zmogljivosti za rRPF (TRR). V primeru izgradnje JEK 2 bi bile potrebne še dodatne zmogljivosti (količine bi bile odvisne od dolgoročne strategije zagotavljanja rRPF (TRR) v slovenskem EES).

Če pogledamo državne strateške dokumente na področju energetike, vidimo da je »najaktualnejši« ReNEP [18] iz leta 2004 (ostali strateški dokumenti niso bili sprejeti s strani Državnega zbora), kjer je zapisano, da je cilj na področju zanesljivosti med drugim tudi:

- zagotavljanje vsaj 60-odstotne systemske rezerve pri oskrbi z električno energijo na območju, ki nima omejitev daljnovodnih povezav.

Če bi upoštevali zapisano usmeritev, bi bilo potrebno zagotoviti znotraj slovenskega EES približno 600 MW rRPF (TRR), kar bi predstavljalo relativno velik delež proizvodnih zmogljivosti v EES, ki ima trenutno približno 3,5 GW inštaliranih proizvodnih zmogljivosti.

Glavna prednost zagotavljanja rRPF (TRR) z domačimi zmogljivostmi je višja stopnja zanesljivosti EES (neodvisnost od čezmejnih prenosnih zmogljivosti, izognemo se nezmožnosti dobave rezerve iz tujine v primerih večjih havarij, itd.), vendar na drugi strani predstavlja relativno visok strošek v EES kot je slovenski, z relativno velikimi potrebami po rRPF (TRR) in na drugi strani majhnim naborom proizvodnih zmogljivosti, ki bi omogočale zagotavljanje rRPF (TRR) z nizkimi stroški.

Souporaba:

Kodeks omrežja za regulacijo frekvence NC-LFCR poleg tega, da definira obsege potrebnih zmogljivosti rezerv, dopušča tudi souporabo rezerve med posameznimi SOPO. To pomeni, da dva (ali več) SOPO hkrati uporabljata isti vir rezerve (predpostavlja se, da je ne bosta aktivirala hkrati). Razlogi za to so lahko bodisi tehnični (SOPO nima na razpolago dovolj rezervnih zmogljivosti v svojem sistemu) bodisi ekonomski (zmogljivosti v sistemu drugega SOPO so cenejše).

SOPO morajo skleniti medsebojni sporazum, ki določa njihove vloge in odgovornosti. SOPO, ki zagotavlja rRPF (FRR)⁵, ima pravico zavrniti deljenje rRPF (FRR), če bi to povzročilo pretoke moči, ki bi ogrozili sigurnost sistema. Za zagotavljanje čim večje zanesljivosti EES morajo biti rezervne zmogljivosti enakomerno porazdeljene po sinhronem območju. Zaradi tega NC-LFCR predpisuje, da morajo SOPO-ti v regulacijskem bloku obdržati (fizično locirane zmogljivosti) vsaj 50 % rRPF (FRR).

Glavna prednost souporabe rezerve je zmanjšanje stroškov njenega zagotavljanja, vendar je treba upoštevati možnost, da obstaja verjetnost, da bodo rezervne zmogljivosti v določenem trenutku hkrati potrebovali dve strani, aktivacija pa bo možna le s strani enega SOPO.

Zakup v tujini:

Evropska energetska politika vidi možnost čezmejnega zagotavljanja sistemskih storitev, predvsem rezerv moči za izravnavo odstopanj, kot enega izmed ključnih dejavnikov za povečevanje deležev OVE in povečanje učinkovitosti obstoječih proizvodnih zmogljivosti. V zadnjem obdobju se pripravljajo novi kodeksi omrežja, ki prinašajo uskladitev pravil uporabe omrežja, ki bi naj olajšala oblikovanje meddržavnih trgov s sistemskimi storitvami.

Poleg souporabe rezerve kodeks omrežja NC-LFCR dopušča SOPO tudi zakup v tujini. Tržna pravila čezmejnega zakupa opredeljuje Kodeks omrežja za izravnavo odstopanj NC-EB.

Kodeks omrežja za izravnavo odstopanj NC-EB predvideva vpeljavo evropske tržne platforme za izravnalno energijo (med drugim tudi za aktivacije rRPF (TRR)). Ta je predvidena v štirih letih po sprejetju KO za izravnavo odstopanj in bi lahko imela pomemben vpliv na cene izravnalne energije ter na to, kako se bodo denarna sredstva delila na zagotavljanje moči in aktivirano energijo izravnano.

Podobno kot za souporabe rezerve, velja za zakup v tujini, da bi se lahko pojavile obratovalne težave v primeru nezmožnosti dobave rezerv iz tujini. Na drugi strani bi se lahko znižali stroški zakupa rRPF (TRR), in sicer ob predpostavki, da bi cene v tujini bile nižje od stroškov domačih zmogljivosti.

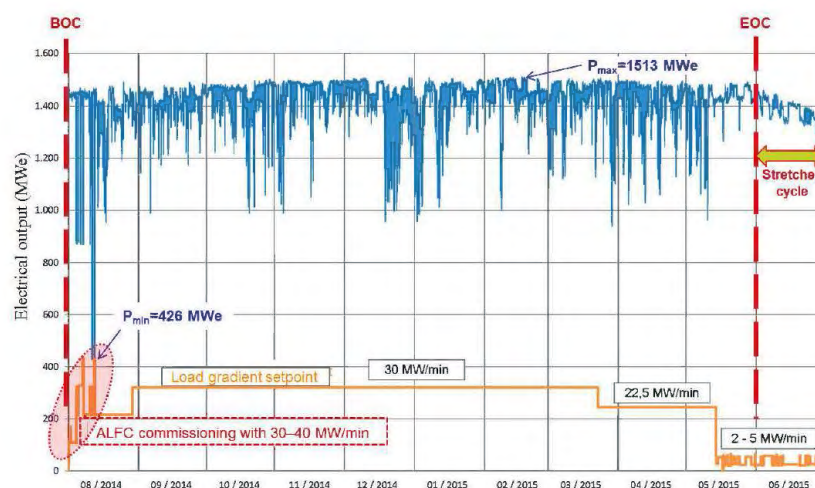
3.3.4 Obratovalna fleksibilnost jedrskih elektrarn

Naraščajoč trend spremenljivih OVE (sonce, veter) pomeni, da bo potreba "tradicionalnih" elektrarn po sledenju bremenu še bistveno večja kot je danes. Zato bodo morale biti elektrarne, ki bodo del elektroenergetskega sistema prilagojene na takšno dinamiko obratovanja [12].

Jedrske elektrarne so se, v nasprotju s prevladujočim javnim prepričanjem, že sedaj zmožne prilagajati bremenu [12]. Izkušnje v Nemčiji kažejo, da so že z obstoječimi jedrskimi elektrarnami (II. generacija) obratovali s spremembo moči do ± 10 %/min, kar uvršča jedrske elektrarne med najodzivnejše tehnologije za prilagajanje moči. Francozi imajo hitrost spremembe regulatorno omejeno na 5 %/min, vendar v splošnem delajo s hitrostjo 3 %/min v področju od 40 % do 100 % nazivne moči. Francoski EDF ima v

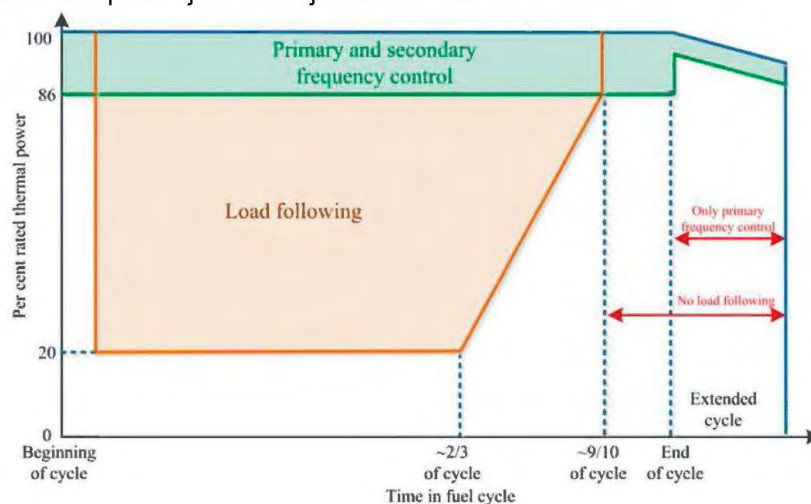
⁵ V okviru obratovalnih pravil združenja ENTSO-E se za terciarno regulacijsko rezervo uporablja izraz »rezerva za povrnitev frekvence« (angl. frequency restoration reserve – FRR).

svojem portfelju skoraj 90 % instalirane moči iz jedrskih elektrarn, zaradi česar je še dodaten razlog za prilagajanje proizvodnje sledenju porabe z jedrskimi elektrarnami. Nemški Konvoi reaktorji so bili dizajnirani za 15.000 ciklov sprememb za dnevno prilagajanje moči od 60 % do 100 % nazivne moči elektrarne oziroma 100.000 ciklov od 80 % do 100 % nazivne moči. V 40 letni življenjski dobi elektrarne pomeni to od enega cikla (za skupaj 15.000 ciklov) do sedem ciklov na dan (za skupaj 100.000 ciklov). Posamezne enote izvajajo celo več ciklov prilagajanja moči znotraj enega dneva. Slika (Slika 3.3-3) prikazuje sledenje bremenu Jedrske elektrarne Isar v Nemčiji. Nastavitev na začetku gorivnega cikla (BOC) do $\frac{3}{4}$ cikla je bila do 30 MW/min. Po $\frac{3}{4}$ cikla, je bila nastavitev zmanjšana na do 22,5 MW/min, po 90 % cikla in tudi v podaljšanem ciklu pa je moč varirala v območju 2-5 MW/min.



Slika 3.3-3: Primer avtomatskega sledenja bremenu v Jedrski elektrarni Isar (Nemčija) v gorivnem ciklu 2014 – 2015.

Slika (Slika 3.3-4) pa prikazuje primer sledenja bremenu in frekvenčne kontrole za francosko PWR elektrarno. Moč se lahko spreminja s hitrostjo 2-5 % instalirane moči/min.



Slika 3.3-4: Območja fleksibilnega obratovanja francoske PWR elektrarne.

Torej že obstoječe elektrarne generacije II so v dobršni meri fleksibilne, nove elektrarne generacije III/III+ pa so še bolj prilagojene novim razmeram za katere bo značilno hitro prilagajanje tako porabi kot tudi proizvodnji električne energije, predvsem zaradi spremenljivih OVE (sonce, veter). Evropski proizvajalci električne energije iz jedrske energije, ki so vključeni v organizacijo EUR (European Utility Requirement) so predpisali podrobne tehnične zahteve, ki jih morajo izpolnjevati lahkovodne jedrske elektrarne na območju Evrope [16]. Ključne so naslednje zahteve:

- Zmožnost obratovanja v načinu sledenja bremenu:
 - Sledenje bremenu mora biti zagotovljeno preko 90 % časa gorivnega cikla,
 - Sledenje bremenu naj bi bil zagotovljeno med tehničnim minimumom in nazivno močjo enote,
 - Gradient moči naj bi bil 3 % (lahko tudi 5 %) nazivne moči/min,
 - Predvidena sprememba moči v načinu sledenja bremenu naj bi bila iz minimalne do nazivne moči, in sicer
 - 2-krat na dan,
 - 5-krat na teden,
 - 200-krat na leto.
- Zagotavljanje storitve avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (sekundarne regulacije):
 - Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarna regulacija) naj bi bila razpoložljiva tudi med režimom sledenja bremenu,
 - Avtomatska rezerva za povrnitev frekvence (sekundarna regulacija mora biti na voljo celotni čas obratovanja, pri čemer je razpoložljivost višja od 95 %,
 - Regulacijsko območje naj bi bilo vsaj ± 10 % nazivne moči enote,
 - Gradient spreminjanja moči naj bi bil ± 1 % nazivne moči/min.

Sodobni reaktorji, v še večji meri pa se to predvideva za prihodnje, imajo način dinamičnega obratovanja predviden v osnovnem dizajnu, brez negativnega vpliva na pričakovano življenjsko dobo 60 let. Dobavitelji sodobnih jedrskih elektrarn so se dobro prilagodili na nove zahteve, saj njihove tehnične značilnosti izkazujejo še večjo mero fleksibilnosti. Primeri fleksibilnega obratovanja različnih PWR reaktorjev so podani v spodnji tabeli.

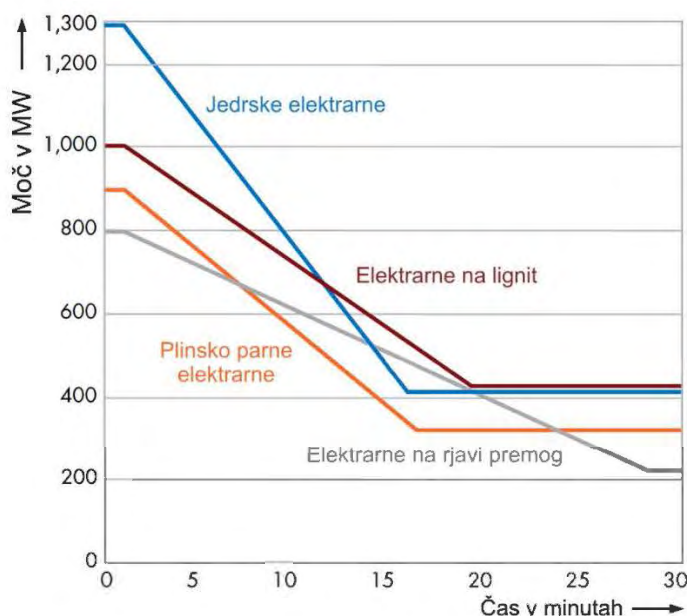
Tabela 3.3-3: Zmožnost fleksibilnega obratovanja sodobnih jedrskih elektrarn

		AP1000	ATMEA-1	VVER-TOI	EU-HPR1000	APR1400	APR-1000	EPR
Fleksibilnost elektrarne v obratovanju								
Nazivna električna moč	MWe	1.100	1.100	1.255	1.200	1400-1520	1.050	1.600
Rezerva za povrnitev frekvence (RVF)								
- območje moči pri RVF	%			20-100 (do ± 5 %)	15-100 (± 3 %)	50-100 ($\pm 2,5$ %)	$\pm 2,5$ %	$\pm 2,5$ %
- območje moči pri RVF	MWe			63	36	35	26	40
- hitrost spreminjanja moči pri regulaciji frekvence	%/s			1	1	1		1
Avtomatska rezerva za povrnitev								

frekvence (aRPF)								
- območje moči pri aRPF	%	10	15 (85-100 %)	10 (90-100 %)	10	10 (± 5 %)	10 (± 5 %)	20-60 (± 4,5 %); 60-100 (± 10 %)
- območje moči pri aRPF	MW _e	110	165	126	120	140	105	160
- hitrost spreminjanja moči pri aRPF	% /min	2,5	3	1,0	1,0	do 5		20-60 > 1 %; 60-100 > 2 %
Sledenje bremenu								
- območje moči pri sledenju bremenu	%			50-100	50-100	50-100	50-100	25-100
- območje moči pri sledenju bremenu	MW _e			628	600	700	525	1.200
- hitrost spreminjanja moči pri sledenju bremenu	%/min			do 3	5 (max 10)	5 (max 10)	5 (max 10)	
- minimalna moč (tehnični minimum)	MW _e	275 (25 %)	275 (25 %)	251 (20 %)	180 (15 %)	280 (20 %)	n.p.	320 (20 %)

Dejansko dizajni generacije III/III+ omogočajo še hitrejše spremembe, in sicer 5 %/min, kar pomeni 60 do 85 MW/min v razponu od vsaj 50 % do 100 % nazivne moči.

Na sliki (Slika 3.3-5) pa so prikazane sposobnosti jedrskih in ostalih termoelektrarn glede prilagajanja sprememb moči. Dejansko se lahko jedrske elektrarne najhitreje prilagajajo trenutnim potrebam moči v sistemu.



Slika 3.3-5: Prilagodljivost sodobnih termoelektrarn

Hitrost prilagajanja in odzivanja jedrskih elektrarn v primerjavi z ostalimi termoelektrarnami je odvisna predvsem od tega v katerem območju glede na Pn obratujejo (**Tabela 3.3-4**). Zaradi velikosti objekta in same tehnologije jedrskih elektrarn odstopajo od ostalih termoelektrarn pri času zagona iz hladnega in vročega stanja do polne moči.

Tabela 3.3-4: Parametri prilagajanja termoelektrarn


Vrsta termo elektrarne	TE na rjavi premog	TE na lignit	Plinsko parna	Plinska	Jedrska
Sprememba moči v % / minuto	2 / 4 / 8	2 / 4 / 8	4 / 8 / 12	8 / 12 / 15	do 5 / 2,5 / - 5 *
V območju % od Pn	40 ... 90	50 ... 90	40 ... 90	40 ... 90	25 ... 60 * 60 ... 100
Minimalna obratovalna moč v % od Pn	40 / 25 / 15	60 / 40 / 20	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20	25 / 25 / -
Do polne moči iz vročega stanja [h]	3 / 2 / 1	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1	23 / 2 / -
Do polne moči iz hladnega stanja [h]	7 / 4 / 2	8 / 6 / 2	3 / 2 / 1	< 0,1	90 / 24 / -
obstoječe/najnovejše/v prihodnosti					

* - omejeno z gorivnim ciklom

3.4 VIRI

- [1] EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions - Trends To 2050
- [2] Eurelectric, e.a., E-Highway 2050, <http://www.e-highway2050.eu>.
- [3] Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji, ELEK d.o.o., 2016
- [4] ENTSO-E, 10-Year Network Development Plan, 2014.
- [5] Evropski statistični urad – Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat>.
- [6] ENTSO-E, Statistical Factsheet, 2013 - 2015.
- [7] Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050, ELEK d.o.o., 2015
- [8] Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije od leta 2017 do leta 2026, ELES
- [9] Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2017, Agencija za energijo
- [10] Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2018, Agencija za energijo
- [11] Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060, ELEK d.o.o., 2018
- [12] Vpliv prilagajanja obremenitvi v EES na delovanje in ekonomiko JEK 2, ELEK d.o.o., 2019
- [13] Osnutek NEPN, avgust 2019, <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt/dokumenti/#c938>

- [14] Spletni portal: SI-STAT, Okolje in naravni viri/Energetika/Električna energija: Električna energija (GWh), Cene električne energije za gospodinjstva (EUR/kWh), Cene električne energije za industrijo (EUR/kWh).
- [15] A. Lokhov, Load-following with nuclear power plants, NEA News, let. 29, št. 2, str. 18, 2011.
- [16] European Utility Requirements: <http://www.europeanutilityrequirements.org/Welcome.aspx>
- [17] VGB Facts and figures Electricity generation 2018|2019
- [18] Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP); <http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=NACP45>
- [19] Ministrstvo za infrastrukturo, Priprava dolgoročnih energetskega bilanca do leta 2035 in okvirno do leta 2055, 2017

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2			
Izdelovalec:  IBE, projektiranje in svetovanje, inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 4. ANALIZA VARIANT	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kavčič, univ. dipl. ekon.		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A Vrsta projekta: PIZ	
Izdelal:				/		Klasifikac. oznaka: - - Stran/strani: 1/118	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		Identifikac. oznaka: J E K 2 - - 2 X 2 0 0 4 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

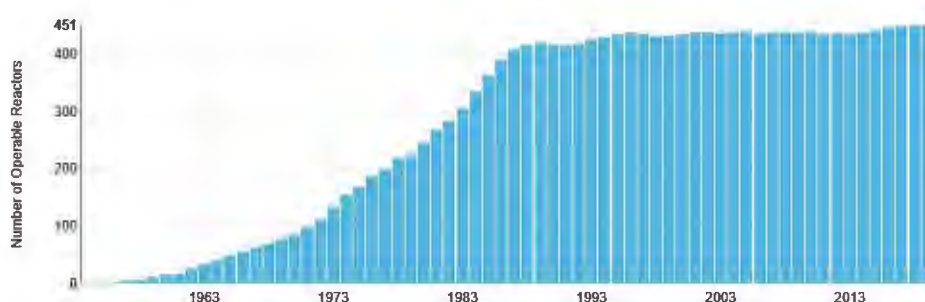
4	ANALIZA VARIANT Z OCENO INVESTICIJSKIH STROŠKOV IN KORISTI TER IZRAČUNI UČINKOVITOSTI ZA EKONOMSKO DOBO INVESTICIJE	4
4.1	RAZVOJ NA PODROČJU JEDRSKE ENERGETIKE	4
4.2	UTEMELJITEV IZBORA TEHNOLOGIJE TLAČNOVODNIH (PWR) REAKTORJEV	7
4.2.1	<i>Literatura</i>	10
4.3	NAVEDBA TEHNIČNO TEHNOLOŠKIH REŠITEV ZA JEK 2	11
4.3.1	<i>Splošni opis jedrske elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem</i>	11
4.3.2	<i>Obravnavani tipi reaktorjev</i>	12
4.3.2.1	AP1000 Westinghouse	13
4.3.2.2	ATMEA1 (ATMEA-EDF & Mitsubishi)	24
4.3.2.3	EPR (EDF)	30
4.3.2.4	EU-APR1400 (KHNP&KEPCO)	39
4.3.2.5	APR1000 (KHNP&KEPCO)	50
4.3.2.6	EU-HPR1000 (CGNPC, CGN)	60
4.3.2.7	VVER-TOI (ROSATOM)	71
4.3.2.8	<i>Literatura</i>	84
4.3.3	<i>Tehnične rešitve za sistem povratne hladilne vode</i>	87
4.3.3.1	Hlajenje elektrarne 1.100 MW _e	87
4.3.3.2	Hlajenje elektrarne 1.600 MW _e	88
4.4	PREDSTAVITEV VARIANT	90
4.5	OCENA INVESTICIJSKIH STROŠKOV	92
4.5.1	<i>Investicijski stroški – standardna elektrarna</i>	92
4.5.2	<i>Investicijski stroški – specifična lokacija</i>	96
4.5.3	<i>Investicijski stroški – rekapitulacija po stalnih cenah</i>	99
4.5.4	<i>Prikaz skupnih investicijskih stroškov na enoto inštalirane moči po variantah</i>	100
4.6	OCENA STROŠKOV OBRATOVANJA	101
4.6.1	<i>Stroški jedrskega goriva (UO₂)</i>	101
4.6.2	<i>Stroški surovin in energije</i>	105
4.6.2.1	Dekarbonatizirana voda	105
4.6.2.2	Demineralizirana voda	106
4.6.2.3	Stroški materiala za vzdrževanje in ostali stroški materiala	107
4.6.3	<i>Stroški storitev</i>	107
4.6.4	<i>Stroški dela</i>	108
4.6.5	<i>Stroški amortizacije</i>	109
4.6.6	<i>Ostali stroški</i>	110
4.6.7	<i>Stroški financiranja</i>	112
4.7	OCENA PRIHODKOV V PRIČAKOVANI ŽIVLJENJSKI DOBI ZA VSAKO OD OBRAVNAVANIH VARIANT	112

4.8	PRIKAZ LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PO VARIANTAH.....	115
4.9	PRIKAZ TOČKE PRELOMA PO VARIANTAH	117

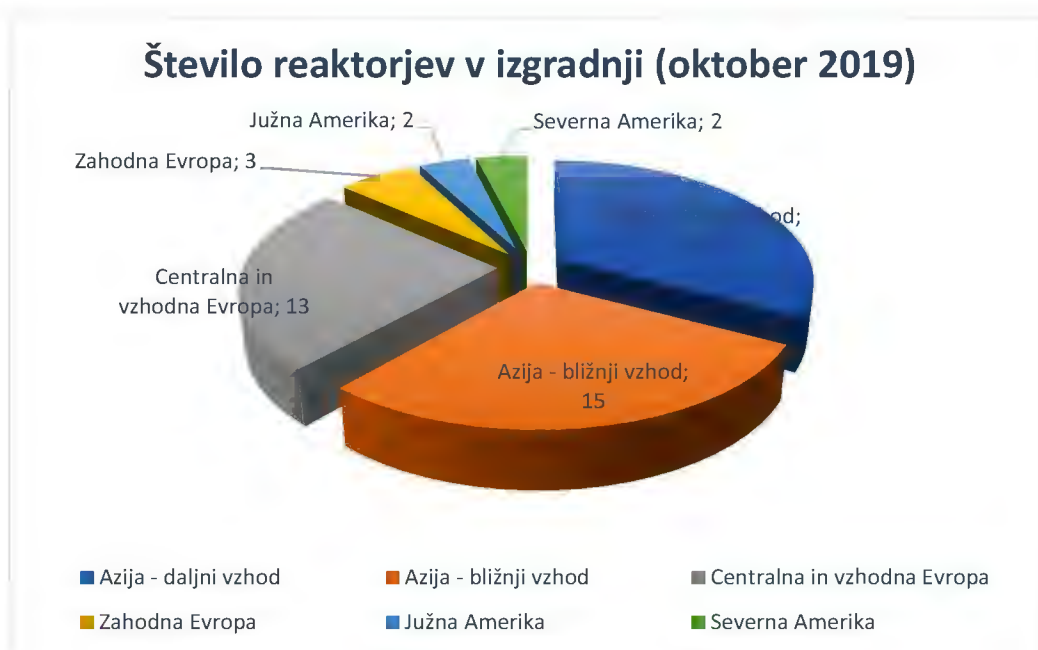
4 ANALIZA VARIANT Z OCENO INVESTICIJSKIH STROŠKOV IN KORISTI TER IZRAČUNI UČINKOVITOSTI ZA EKONOMSKO DOBO INVESTICIJE

4.1 RAZVOJ NA PODROČJU JEDRSKE ENERGETIKE

Spodnji sliki (**Slika 4.1-1** in **Slika 4.1-2**) prikazujeta rast števila jedrskih elektrarn v svetu in pa število reaktorjev v izgradnji. Prikaz števila reaktorjev v izgradnji v posameznih delih sveta velja za oktober 2019, ko jih je bilo v fazi gradnje skupaj 52.

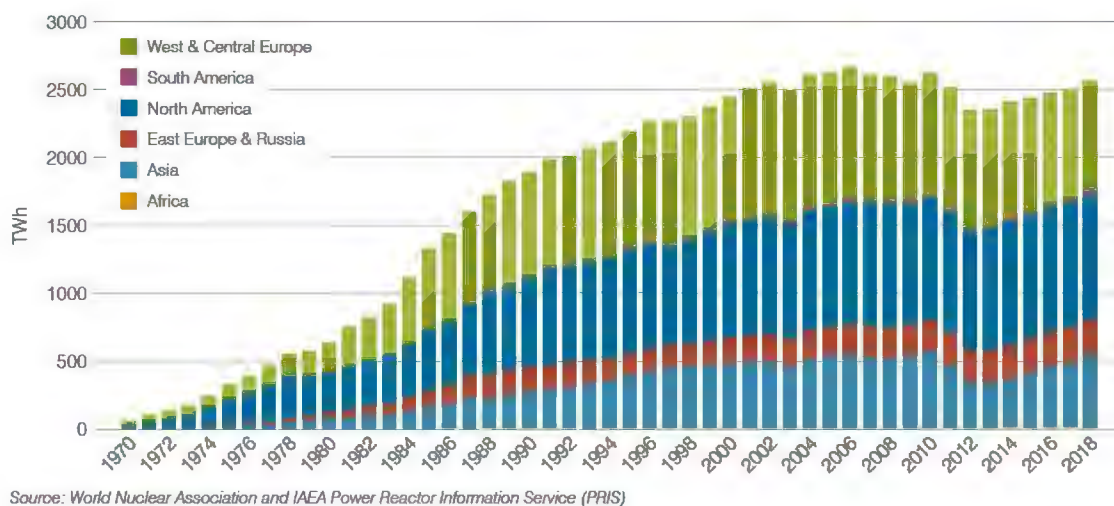


Slika 4.1-1: Rast števila jedrskih elektrarn v svetu



Slika 4.1-2: Število reaktorjev v izgradnji (oktober 2019)

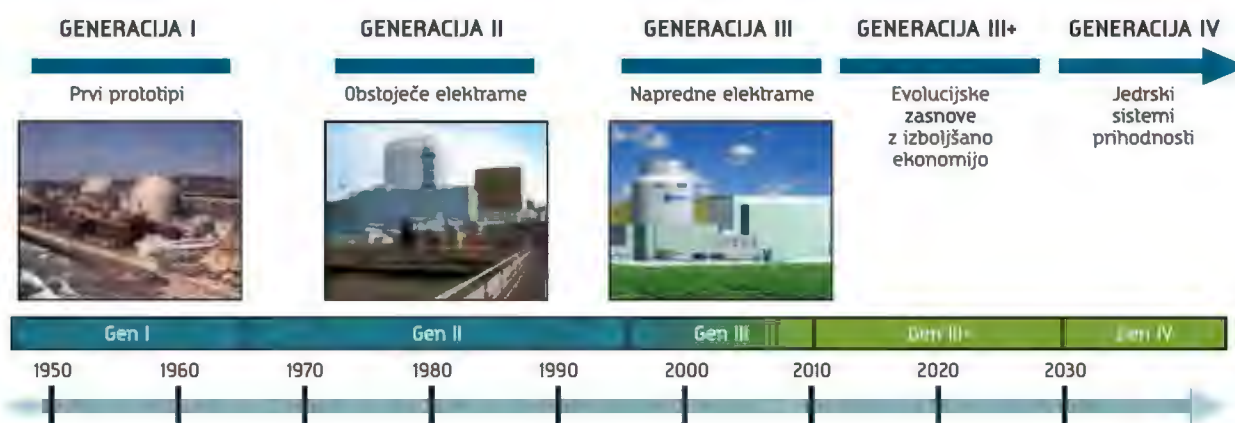
Spodnja slika (**Slika 4.1-3**) prikazuje proizvodnjo električne energije v posameznih letih do vključno leta 2018.



Slika 4.1-3: Letno proizvedena električna energija v JE v TWh / leto

Proizvodnja električne energije iz jedrskih elektrarn je v letu 2017 znašala 2.519 TWh, v letu 2018 pa 2.563 TWh. Vir zgoraj navedenih podatkov: World Nuclear Association (<https://world-nuclear.org/getmedia/d77ef8a1-b720-44aa-9b87-abf09f474b43/performance-report-2019.pdf.aspx>)

Jedrske elektrarne lahko glede na razvoj in čas v katerem so bile zgrajene razvrstimo v več generacij kot to prikazuje spodnja slika (**Slika 4.1-4**).



Slika 4.1-4: Časovni razvoj različnih generacij jedrskih reaktorjev

Prve jedrske elektrarne so razvili v sredini petdesetih let minulega stoletja. Elektrarne, zgrajene do približno leta 1970, uvrščamo v prvo generacijo jedrskih elektrarn. To so bile razmeroma majhne enote z močjo nekaj 10 MW.

Prava rast jedrske energetike se je začela po letu 1970 z reaktorji t.i. druge generacije, ki dosegajo moči do 1.000 MW. Tudi jedrska elektrarna Krško sodi v drugo generacijo jedrskih elektrarn. Gradnja jedrskih elektrarn je bila najbolj množična v 70. in v prvi polovici 80. let minulega stoletja. Začetek tega obdobja sovpada z naftno krizo leta 1973, konec pa z nesrečama na Otoku treh milj leta 1979 in v Černobilu leta 1986, pa tudi z obdobjem cenene nafte v začetku devetdesetih let minulega stoletja. Čeprav se je konec osemdesetih let gradnja novih jedrskih elektrarn praktično ustavila (razen na vzhodu: Rusija, Japonska, Južna Koreja, Kitajska, Indija), je proizvodnja jedrske elektrike še naprej naraščala. Glavni razlog za tako rast proizvodnje je bilo povečevanje moči obstoječih elektrarn. Jedrska renesansa, ki se je nakazovala in napovedovala v obdobju od 2005 dalje, je bila prekinjena z nesrečo v Fukushimi leta 2011. Nekatere države (npr. Nemčija) so se odločile za postopno zaustavitev jedrskega programa, druge države so zgolj začasno zaustavile projekte, tretje (predvsem Kitajska in Rusija) pa so nadaljevale s svojim tempom.

Razvoj kljub upadu naročil za novogradnje v vmesnem času ni miroval. Tako so danes komercialno dosegljivi reaktorji III./III.+ generacije, v razvojni fazi pa so reaktorji IV. generacije. Pri reaktorjih III./III.+ generacije gre predvsem za evolucijo obstoječih zasnov reaktorjev II. generacije, pri IV. generaciji pa za marsikdaj popolnoma nove zasnove reaktorjev, ki naj bi se odlikovali po izrazitem prispevku k trajnostnemu razvoju (velik izkoristek goriva, minimalni vpliv na okolje), ekonomičnosti, varnosti in minimalni možnosti uporabe jedrskih materialov v vojaške namene. Prvi reaktorji IV. generacije naj bi bili razviti v naslednjih 20 letih.

Reaktorji III./III.+ generacije se od II. generacije razlikujejo po še večji varnosti in ekonomski učinkovitosti. Po eni strani so izboljševali preizkušene tehnične rešitve, po drugi strani pa so razvijali tudi inovativne rešitve, ki jih odlikuje predvsem inherentna varnost. Značilnost III.+ generacije je, da so njihovi varnostni sistemi v znatnem delu (ali v celoti) pasivni. Pasivni sistemi (v nasprotju z aktivnimi) za svoje delovanje ne potrebujejo zunanjih mehanskih in/ali električnih signalov oziroma energije, temveč njihovo delovanje temelji na naravnih zakonih, lastnostih materialov in notranji energiji. Primeri so gravitacija, naravna konvekcija, stisnjen plin ipd.

4.2 UTEMELJITEV IZBORA TEHNOLOGIJE TLAČNOVODNIH (PWR) REAKTORJEV

Na svetu obratuje več različnih tipov jedrskih elektrarn, ki se razlikujejo glede na hladilo, ki odvaja toploto iz reaktorja. Hladilo je lahko navadna voda, težka voda, plin ali staljena kovina. Število reaktorjev, skupna električna moč in razpoložljivost obratujočih jedrskih reaktorjev je prikazana v spodnji tabeli – status 31. december 2018 (**Tabela 4.2-1**).

Tabela 4.2-1: Podatki o komercialnih jedrskih reaktorjih v obratovanju in v gradnji po posameznih tipih reaktorjev

Tip reaktorja	Število reaktorjev v obratovanju	Skupna el. moč [MWe]	Razpoložljivost v letih 2016 – 2018 [%]	Reaktorji v gradnji	Skupna el. moč [MWe]
PWR (Pressurized Water Reactor) – tlačnovodni reaktor	298	282.443	78,1	45	48.200
BWR (Boiling Water Reactor) - vrelovodni reaktor	73	71.492	61,7	4	5.253
PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor) - težkovodni reaktor	49	24.557	76,3	4	2.520
GCR (Gas Cooled Reactor) - plinsko hlajen reaktor	14	7.725	79,1	0	0
LWGR (Light Water Graphite Reactor) - lahkovodni grafitni reaktor	14	9.294	76,9	0	0
FBR (Fast Breeder Reactor) - hitro oplodni reaktor	3	1.400	74,6	1	470
HTGR (High Temperature Gas Cooled Reactor) - visokotemperaturni plinsko hlajen reaktor	0	0		1	200

Vir: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series No. 2, 2019 Edition (https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-39_web.pdf)

Jedrske elektrarne, hlajene z navadno vodo, se imenujejo *lahkovodne* (LWR – Light Water Reactor). Delimo jih na *tlačnovodne* (PWR – Pressurized Water Reactor) in *vrelovodne* (BWR – Boiling Water Reactor) glede na to, ali voda v reaktorju vre ali ne. Iz zgornje tabele je razvidno, da daleč največji delež obratujočih kot tudi načrtovanih jedrskih reaktorjev predstavljajo tlačnovodni jedrski reaktorji (PWR). Ta skupina reaktorjev dosega tudi najboljše obratovalne rezultate, ki so prikazani z doseženo razpoložljivostjo v letih 2016 – 2018. Ostale skupine reaktorjev, razen skupine GCR, imajo nekoliko nižjo, vendar primerljivo razpoložljivost.

Od zgoraj navedenih sedmih skupin jedrskih reaktorjev so komercialno dobavljivi jedrski reaktorji iz skupin PWR, BWR in PHWR. Jedrski reaktorji iz skupine GCR obratujejo le v Veliki Britaniji, reaktorji iz skupine LWGR pa obratujejo le na območju nekdanje Sovjetske zveze.

Pri odločitvi o izboru tehnologije je potrebno upoštevati več faktorjev. Eden izmed pomembnejših je udeleževanje organizacije EUR (European Utility Requirements), katerega naloga je razvoj tehničnih zahtev za nove jedrske elektrarne, ki bodo zgrajene v Evropi ter na podlagi teh tehničnih zahtev tudi ocenjevanje dizajnov različnih dobaviteljev, ki imajo ambicije v Evropi tržiti svoje reaktorje. Dokument EUR zahtev je rezultat sodelovanja evropskih družb, ki imajo v svojih proizvodnih portfeljih jedrske elektrarne (CEZ, EDF, EDF Energy, Energoatom, ENGIE/Tractebel, Fortum, GEN energija, HORIZON, Iberdrola, MVM Paks II, NRG, Rosenergoatom, TVO, VGB Power Tech). EUR organizacija je s stališča upravljalcev jedrskih elektrarn vodilna institucija, ki narekuje in usmerja razvoj novih jedrskih elektrarn, predvsem na območju Evrope, vse bolj pa EUR zahteve postajajo referenčne za nove jedrske elektrarne tudi drugod po svetu.

EUR zahteve predvidevajo gradnjo zgolj lahkovodnih (LWR) reaktorjev, temu primerno pa so se odzvali dobavitelji, ki danes predvsem v Evropi ponujajo zgolj LWR reaktorje.

LWR reaktorje delimo na *tlačnovodne (PWR)* in *vrelvodne (BWR)*. Tlačnovodni jedrski reaktor je sestavljen iz primarnega kroga in sekundarnega kroga. V primarnem krogu se kot hladilo za odvod toplote iz sredice uporablja voda, ki je hkrati tudi moderator. Voda je v primarnem krogu v tekočem stanju, tipična vrednost tlaka znaša približno 155 bar. Prenos toplote med primarnim in sekundarnim krogom se izvaja v uparjalniku. V sekundarnem krogu se kot hladilo uporablja voda, ki se zaradi prejete toplote iz primarnega kroga uparja. V uparjalniku proizvedena para je nasičena, tipična vrednost tlaka pare znaša približno 65 bar. Proizvedena para v sekundarnem krogu se uporablja za pogon turbine. Para kondenzira v kondenzatorju in se vrača v uparjalnik. Vrelvodni jedrski reaktor nima ločenega primarnega in sekundarnega kroga. Kot hladilo se za odvod toplote iz sredice uporablja voda, ki je hkrati tudi moderator. Hladilo se zaradi prejete toplote v sredici segreje in uparja. Proizvedena para je nasičena, tipična vrednost tlaka pare znaša 76 bar. Proizvedena para se uporablja za pogon parne turbine. Para kondenzira v kondenzatorju in se vrača v sredico.

Primerjava glavnih značilnosti tlačnovodnih in vrelvodnih jedrskih reaktorjev je prikazana v spodnji tabeli (**Tabela 4.2-2**).

Tabela 4.2-2: Primerjava glavnih značilnosti tlačnovodnih in vrelvodnih jedrskih reaktorjev

	Tlačnovodni reaktor (PWR)	Vrelvodni reaktor (BWR)
obratovalni tlak (tipične vrednosti)	155 bar v primarnem krogu, 65 v sekundarnem krogu	76 bar
proizvodnja pare	indirektna v uparjalniku, para ni radioaktivna	direktna v sredici, para je radioaktivna
izkoristek	primerljiv, tipična vrednost 33 %	
regulacija reaktivnosti	regulacijske palice, dodajanje bora v hladilo	regulacijske palice, recirkulacijske črpalke
izvedba	Zahtevnejša, potreben uparjalnik in tlačnik, višji tlak v primarnem krogu	Enostavnejša, uparjalnik in tlačnik nista potrebna, nižji tlak
občutljivost na prehodne pojave	manjša	večja

Ena bistvenih prednosti tlačnovodnih reaktorjev je ločitev primarnega in sekundarnega kroga, kar pomeni manjšo možnost izpustov radioaktivnih snovi v okolje. Glede izkoristka pa sta obe skupini reaktorjev primerljivi, saj obratujeta s podobnimi parametri pare.

Pri odločitvi o izboru med PWR in BWR tehnologijo smo upoštevali več dejavnikov. Prvi so obstoječe izkušnje PWR in BWR reaktorjev. Trenutno je v svetu PWR tehnologija med najbolj uveljavljenimi, saj med vsemi obratujočimi jedrskimi reaktorji zavzema največji delež in dosega tudi najboljše obratovalne rezultate. Z več kot 7.000 reaktorskimi leti obratovanja dosegajo najvišji obratovalni delež med vsemi tipi komercialnih reaktorjev.

Drugi, še pomembnejši dejavnik je komercialna ponudba reaktorjev, ki se danes lahko gradijo v Evropi. Tukaj ugotavljamo, da je bistveno več ponudbe na strani PWR reaktorjev, kar je z vidika konkurenčnosti na trgu za investitorja lahko zelo pomembno. V kolikor pa se omejimo, da v Sloveniji ne želimo graditi t.i. FOAK (first of a kind) reaktorja, pa je potrebno upoštevati kaj od tretje generacije je bilo na svetu že zgrajenega in kaj se trenutno gradi. Velika večina zgrajenih elektrarn v zadnjih 10 letih in novogradenj je tipa PWR.

Tretji pomemben dejavnik so izkušnje in znanje, ki jih imamo v Sloveniji. Jedrska elektrarna Krško zelo uspešno obratuje že skoraj 4 desetletja, zato smo v tem času v Sloveniji akumulirali veliko znanja in izkušenj na področju PWR tehnologije. Pri tem pa nista pomembna samo upravljalec in lastnik, ampak tudi upravni organ, podizvajalci, raziskovalne in izobraževalne institucije. Prenos znanja in izkušenj bi bil v primeru izbora PWR lažji, s tem pa bi pomembno zmanjšali tudi tveganja v povezavi s poznavanjem tehnologije in obratovanja.

Glede na navedeno lahko povzamemo, da je tehnologija PWR v primerjavi z ostalimi tehnologijami na najvišji stopnji dovršenosti. Izkušenj s tehnologijo tlačnovodnih reaktorjev je v svetu največ, nadvse pomembno pa je, da to tehnologijo zelo uspešno obvladujemo v Sloveniji. Na podlagi vseh navedenih razlogov se za JEK 2 načrtuje izbiro PWR tehnologije.

Glavni nosilci razvoja III./III.+ generacije tlačnovodnih jedrskih reaktorjev v razvitem zahodnem svetu so podjetja EDF (Francija), Mitsubishi (Japonska), Westinghouse (ZDA), Rosatom (Rusija), Korea Hydro Nuclear Power (Korea) in China General Nuclear Power Corporation (Kitajska). Navedeni nosilci tehnologij oziroma ponudniki se aktivno vključujejo v proces posodabljanja svojih reaktorjev v smislu izpolnjevanja zahtev EUR organizacije (European Utility Requirements), kar je pogoj za nastopanje na evropskem trgu. V nadaljevanju bodo obravnavane in opisane zasnove sedmih tlačnovodnih reaktorjev, ki sodijo v III./III.+ generacijo:

- AP1000 (Westinghouse),
- ATMEA1 (ATMEA-EDF & Mitsubishi),
- EU APR 1000 (Korea Hydro Nuclear Power),
- VVER TOI (Rosatom),
- EU HPR1000 (China General Nuclear Power Corporation),
- EU APR 1400 (Korea Hydro Nuclear Power) in
- EPR (EDF).

Reaktorji so razvrščeni v 3 razrede moči, to je 1.100 MWe, 1.400 MWe in 1.600 MWe kot to prikazuje spodnja slika (Slika 4.2-1).



Slika 4.2-1: Potencialni dobavitelji in dizajni PWR elektram za JEK 2

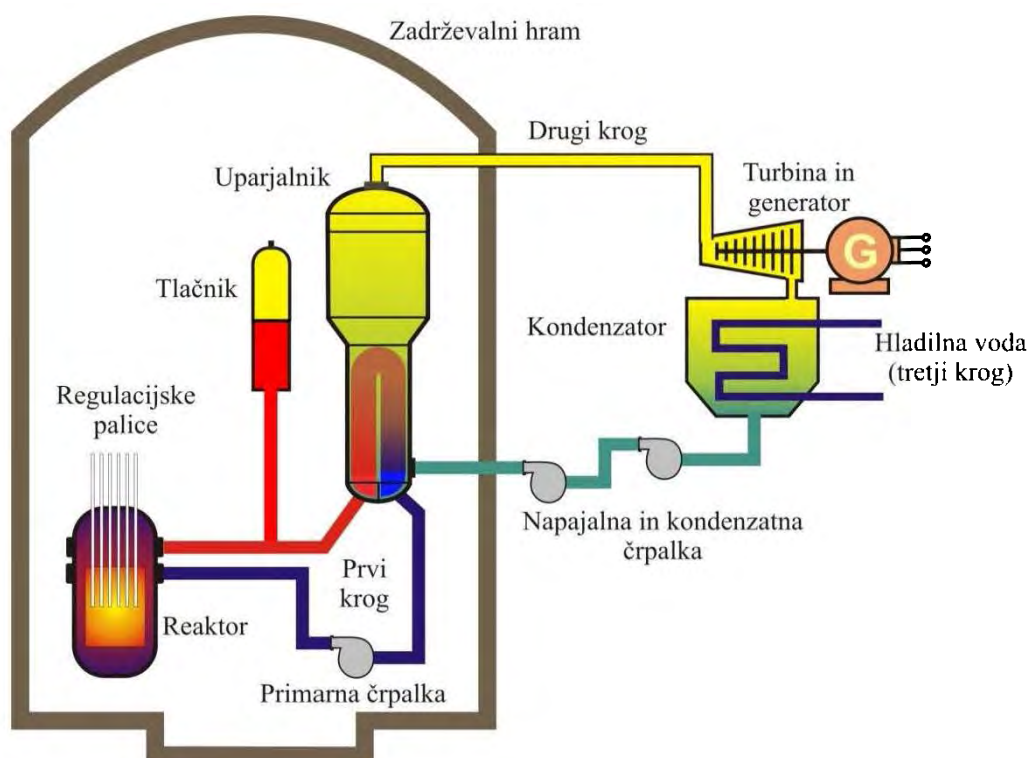
4.2.1 Literatura

- World Nuclear Performance Report 2019, World Nuclear Association, Avgust 2019
- World Nuclear Association, <https://www.world-nuclear.org/>
- IAEA Power Reactor Information System, <https://www.iaea.org/resources/databases/power-reactor-information-system-pris>
- Nuclear Power Reactors in the World, Reference Series No.2, 2019 Edition, IAEA, 2019
- European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants, Rev. E, 2017
- IJS, Opis tehnologij potencialnih reaktorjev za projekt druge enote jedrske elektrarne Krško – Krško 2, 2008

4.3 NAVEDBA TEHNIČNO TEHNOLOŠKIH REŠITEV ZA JEK 2

4.3.1 Splošni opis jedrske elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem

Glavna značilnost elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem (Slika 4.3-1) je tako visok tlak v *reaktorju*, da ne more priti do uparjanja vode. Tlak vzdržuje *tlačnik* – ekspanzijska posoda, v kateri je delno voda, delno para. Tlak znaša tipično 155 bar, temperatura t.i. primarne vode na izstopu iz reaktorja pa je okoli 320 – 330°C. Primarna voda s pomočjo primarnih *črpalk* kroži med reaktorjem in *uparjalniki*, kjer svojo toploto odda sekundarni vodi. Gorivo v reaktorju je obogateni uran (3 – 5 %).



Slika 4.3-1: Shema jedrske elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem

Po eno pretočno pot, ki jo tvorijo uparjalnik, črpalka in povezovalni cevovodi, imenujemo *hladilna zanka*. Število hladilnih zank je odvisno od moči reaktorja in znaša 2 do 4. Reaktor, hladilne zanke in tlačnik skupaj tvorijo *primarni sistem* ali *primarni krog*. Ta je v celoti zaprt znotraj *zadrževalnega hrama*.

Sekundarni sistem ali *sekundarni krog* je v bistvu »klasična« termoelektrarna, v kateri imajo uparjalniki vlogo parnih kotlov. *Uparjalnik* (hkrati del primarnega in sekundarnega sistema) prenese toploto primarne vode na sekundarno vodo, ki se v uparjalniku uparja in kot visokotlačna para odteka v parno turbino. Temperatura sekundarne pare, ki znaša okoli 280°C, (v precejšnji meri) določa toplotni izkoristek elektrarne – tipično okoli 35 %.

Para v *parni turbini* ekspandira, pri čemer se del njene notranje energije pretvori v mehansko energijo, ki poganja *električni generator*. Para iz turbine odteka v *kondenzator*, kjer se v stiku s hladnimi cevmi

kondenzatorja ohladi in kondenzira. *Kondenzatna* in *napajalna črpalka* vračata vodo v uparjalnik, s čimer je zaključen sekundarni krog.

Tretji krog je hladilni sistem kondenzatorja: gledano termodinamično je ponor toplote za tisti del toplote primarnega sistema, ki ga v celoti niti teoretično ni mogoče pretvoriti v mehansko energijo in ga je potrebno odvajati v okolje (v reko, v zrak, itd.).

Jedrska elektrarna ima poleg osnovnih elementov in sistemov še precej pomožnih in varnostnih sistemov. Vse te elemente in sisteme lahko razdelimo na dve veliki skupini, ki ju imenujemo jedrski otok in turbinski otok. Jedrski otok sestavljajo primarni sistem, pomožni tekočinski sistemi, električni, instrumentacijski in regulacijski sistemi, ki so potrebni za delovanje primarnega sistema (naštete sisteme imenujemo tudi sistem za proizvodnjo pare) ter sistem za predelavo radioaktivnih odpadkov, sistem za ravnanje z gorivom in prezračevalne sisteme. Turbinski otok je klasični del jedrske elektrarne, ki ga sestavljajo zelo podobni sistemi in deli kot so vgrajeni v termoelektrarni. Turbinski otok tvorita drugi in tretji krog s svojimi pomožnimi sistemi.

Posebna skupina sistemov, ki jih imenujemo varnostni sistemi ali tehnične varnostne naprave, je namenjena izključno obvladovanju nezgodnih situacij. Varnostni sistemi morajo preprečiti ali omejiti sproščanje radioaktivnih snovi v jedrski elektrarni in v okolico jedrske elektrarne po nezgodi. Projektirani in izdelani so po zelo strogih načelih in standardih. Normalno ne delujejo (so v stanju pripravljenosti), potrebno pa jih je redno preizkušati, tako da je stalno zagotovljena njihova funkcionalnost in zanesljivost. Mednje štejemo sistem za zasilno hlajenje sredice reaktorja (če odpove normalno hlajenje sredice), sistem dizelskih agregatov za zagotavljanje zasilne električne energije, sistem za zasilno napajanje uparjalnikov (če odpove normalen dotok sekundarne vode v uparjalnike) in druge sisteme. Pri projektiranju je potrebno upoštevati tudi varnostno načelo redundance (več redundandnih sistemov) v primeru odpovedi enega ali več sistemov. Glavna kriterija doseganja zadostne varnosti jedrske elektrarne sta verjetnost za talitev sredice (CDF - Core Damage Frequency) in verjetnost za velik ali zgodnji (prej kot je mogoče izvesti evakuacijo prebivalstva) nenadzorovani izpust radioaktivnih snovi iz elektrarne (LERF - Large Early Release Frequency). Pravilnik o dejavnikih sevalne in jedrske varnosti (JV 5) navaja, da mora biti skupna verjetnost za talitev sredice manjša od 10^{-5} na leto in verjetnost za velik ali zgodnji nenadzorovani izpust radioaktivnih snovi iz elektrarne iz vseh možnih virov manjša od 10^{-6} na leto. Praviloma so dejanske projektne vrednosti še vsaj za velikostni razred nižje od zakonsko predpisanih.

4.3.2 Obravnavani tipi reaktorjev

V nadaljevanju so opisani naslednji PWR reaktorji:

- AP1000 (Westinghouse),
- ATMEA1 (ATMEA - EDF & Mitsubishi),
- EPR (EDF)
- EU-APR1400 (Korea Hydro Nuclear Power),
- APR1000 (Korea Hydro Nuclear Power),
- EU-HPR1000 (China General Nuclear Power Corporation) in
- VVER TOI (Rosatom).

4.3.2.1 AP1000 Westinghouse

4.3.2.1.1 Splošni podatki

Elektrarno AP1000 je ameriška uprava za jedrsko varnost (NRC) licencirala decembra 2005, čeprav so bila kasneje predlagana dopolnila (amandmaji). Varnostno poročilo (Final Safety Evaluation Report (SER)) je bilo s strani NRC revidirano, decembra 2011. Leta 2007 je bil podpisan sporazum za uporabo tehnologije tipa reaktorja AP1000 pri gradnji štirih jedrskih elektrarn na Kitajskem (dveh na lokaciji Sanmen in dveh na lokaciji Haiyang). Vsi štirje reaktorji so že zgrajeni in obratujejo. Sanmen enota 1 in enota 2 sta bili povezani v omrežje 2. julija 2018 oziroma 24. avgusta 2018. Haiyang 1 je začel komercialno obratovati 22. oktobra 2018, Haiyang 2 pa 9. januarja 2019. Leta 2008 so bile sklenjene tudi pogodbe za gradnjo 4 enot v ZDA (Vogtle 3 & 4, Georgia, V.C. Summer 2 & 3, Columbia). Povezava z omrežjem je za enoti Vogtle 3&4 predvidena novembra 2021 oziroma novembra 2022. Projekt V.C. Summer 2 & 3 se je julija 2017 zaradi finančnih težav zaustavil. Ameriški jedrski regulatorni organ (NRC) je izdal tudi združeno gradbeno in obratovalno licenco (COL) za 2 enoti AP1000 na Floridi, kjer naj bi gradilo podjetje Florida Power and Light (FPL). Dokončna odločitev o gradnji s strani investorjev še ni sprejeta.

AP1000 je nadgradnja elektrarne AP600, ki je bila razvita v drugi polovici devetdesetih let. Osnovno vodilo pri njenem razvoju je bilo poenostavljanje sistemov. Tako ima elektrarna manjše število komponent. Poleg tega ima ta elektrarna med vsemi obravnavanimi največ pasivnih varnostnih sistemov (pretoki tekočin temeljijo na principih gravitacije, naravne cirkulacije in uporabi stisnjenih plinov). Veliko sistemov je modularne konstrukcije, kar zelo skrajša roke montaže samega objekta. Podaljšan je odzivni čas za morebitna ukrepanja operaterjev v primeru nenormalnih dogodkov, zaradi poenostavitve sistemov je enostavnejše tudi vzdrževanje. Osnovni podatki so podani v spodnji tabeli (**Tabela 4.3-1**).

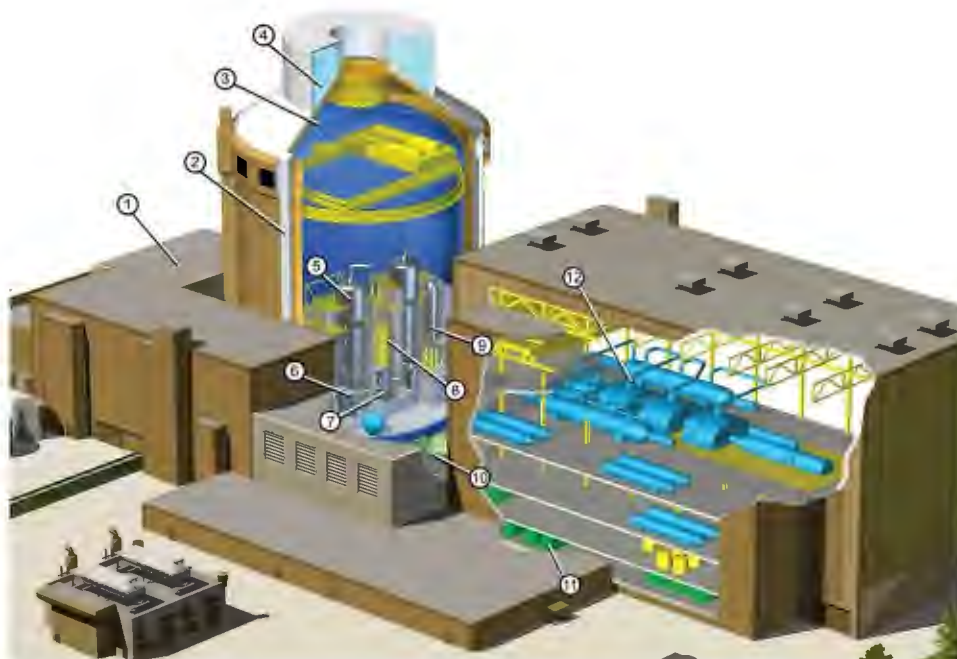
Tabela 4.3-1: Osnovni podatki AP1000

Električna moč (neto / bruto)	~1.117 / 1.150 MW
Toplotna moč uparjalnika (NSSS)	3.415 MW
Število hladilnih zank	2 ¹
Gorivo	UO ₂ , MOX
Gorivni cikel	18 (24) mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	17 dni
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	35 % ²
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	do 93 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	5 × 10 ⁻⁷ / leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	2 × 10 ⁻⁸ / leto

¹ Vsaka zanka ima dve hladni veji in eno vročo vejo

² Pri hlajenju kondenzatorja z mokrim hladilnim stolpom (temperatura kondenzacije 42,6°C), U.S. NRC, AP1000, Design Control Document, Rev.15, April 14, 2008

Objekte v jedrski elektrarni AP1000 lahko razdelimo na jedrski otok, turbinsko zgradbo, priključeno zgradbo, objekt z dizelskim agregatom in objekt z radiološkimi odpadki. Jedrski otok je zasnovan strukturno in to tako, da so izpolnjene najstrožje zahteve glede potresne varnosti.



- | | |
|---|--|
| 1. Zgradba za ravnanje z gorivom | 7. Reaktorska posoda |
| 2. Betonska zaščitna zgradba | 8. Integriran pokrov reaktorske posode |
| 3. Jeklena lupina zadrževalnega hrama | 9. Tlačnik |
| 4. Zbiralnik vode za pasivno hlajenje zadrževalnega hrama | 10. Glavna komandna soba |
| 5. Uparjalnika | 11. Napajalne črpalke |
| 6. Reaktorske obtočne črpalke (4) | 12. Turbogenerator |

Slika 4.3-2: Glavni objekti v AP1000

Zadrževalni hram obsega zadrževalno jekleno lupino in strukture, ki so znotraj jeklene lupine. Zaščitna betonska zgradba obkroža jekleni zadrževalni hram ter vmesni prostor. Vmesni prostor je pasivno hlajen z okoliškim zrakom. Zadrževalni hram je integralni del celotnega zadrževalnega sistema, ki zadržuje izpuste kontaminiranega zraka, ki bi sledil projektni nesreči. Hkrati zadrževalni hram zagotavlja zaščito za reaktorski hladilni sistem med normalnim obratovanjem.

Tabela 4.3-2: Osnovni podatki zadrževalnega hrama AP1000

Premer jeklene lupine zadrževalnega hrama	39,6 m
Višina betonskega dela zadrževalnega hrama	83,3 m
Debelina jeklene lupine zadrževalnega hrama	4,44 cm
Debelina betonske stene zadrževalnega hrama	0,9 m
Premer betonske stene zadrževalnega hrama	43 m
Projektni notranji nadtlak	4,07 bar

Pomožna zgradba ščiti in ločuje vso mehansko in električno opremo, ki sicer spada v kategorijo opreme z najstrožjimi seizmičnimi zahtevami, vendar je nameščena izven zadrževalnega hrama. Tako se v pomožni zgradbi nahajajo glavna komandna soba, instrumentacijski in regulacijski sistemi, sistemi pomožnega

električnega napajanja, območje za ravnanje z gorivom, območja s strojno opremo, območja predorov zadrževalnega hrama ter predelki, v katerih se nahajata glavna zaustavitvena ventila parovoda, ki npr. zaustavita pretok pare iz uparjalnikov v primeru padca tlaka in glavni osamitveni ventil za napajalno vodo. Dodatna zgradba vključuje območje za enosmerni in izmenični električni sistem, pomožne dizelske agregate in njihovo zalogo goriva, ostalo električno opremo, center za tehnično podporo in različne ventilacijske sisteme. Služi tudi kot glavni vhod za osebje v turbinsko zgradbo. V dodatni zgradbi ni nobene varnostno pogojene opreme.

Objekt z radioaktivnimi odpadki vsebuje infrastrukturo za ločeno skladiščenje različnih kategorij radioaktivnih odpadkov pred predelavo ter za shranjevanje obdelanih odpadkov v kontejnerjih. Kakor v prejšnjih treh tudi v tej zgradbi ni nobene varnostno pogojene opreme. Zgradba je protipotresno grajena, tako da prenese veter in potres v skladu s predpisom Uniform Building Code. Zgradba dizel agregatov vsebuje dva dizel agregata in ustrezno opremo za prezračevanje.

4.3.2.1.2 Primarni sistem

Primarni sistem reaktorja AP1000 se od klasičnega tlačnovodnega reaktorja razlikuje po dveh pomembnih značilnostih: reaktorske črpalke so skupaj z motorjem znotraj tlačne meje, poleg tega pa ima vsaka od dveh hladilnih zank reaktorja po en vroči krak in dva hladna kraka. Po dve črpalke na hladilno zanko sta nameščeni neposredno v spodnjem plenumu vsakega uparjalnika. To zmanjša padec tlaka, zmanjša možnost odkritja sredice ob mali izlivni nesreči ter poenostavi temeljenje in podpore uparjalnika, črpalk in cevovodov. Vsa instrumentacija sredice je nameščena od zgoraj, zato reaktorska posoda spodaj nima nobenih odprtín.

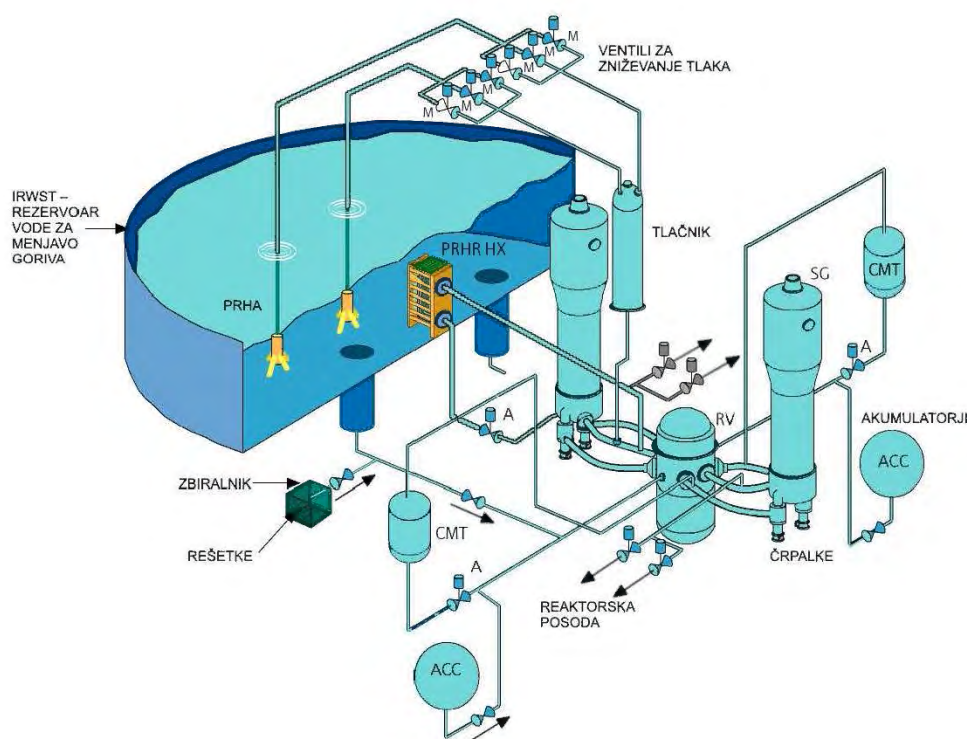
Tabela 4.3-3: Osnovni podatki primarnega kroga AP1000

Temperatura hladila v hladni zanki / vroči zanki	280°C / 321°C
Število gorivnih elementov	157
Tip gorivnega elementa	17 × 17
Aktivna dolžina goriva	4,3 m
Povprečna linearna toplotna moč	18,7 kW/m
Število regulacijskih svežnjev / sivih svežnjev	53 / 16
Notranji premer reaktorske posode	3,99 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih šivov
Pretok hladila skozi reaktor	68.100 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	11.600 m ²
Prostornina tlačnika	59,5 m ³

4.3.2.1.3 Varnostni sistemi

Pasivni varnostni sistemi AP1000 sestavljajo:

- pasivni sistem odvod zaostale toplote (PRHR) – 1 veja;
- pasivni hladilni sistem zadrževalnega hrama (PCCS).
- dva tanka za dodajanje vode v sredico (CMTs) – 2 veji;
- štiri-stopenjski sistem za zniževanje tlaka (ADS);
- dva akumulatorja (ACC);
- rezervoar vode za menjavo goriva (IRWST)
- spodnji zbiralnik zadrževalnega hrama (CS) – 2 veji;



Slika 4.3-3: Pasivni varnostni sistemi AP1000

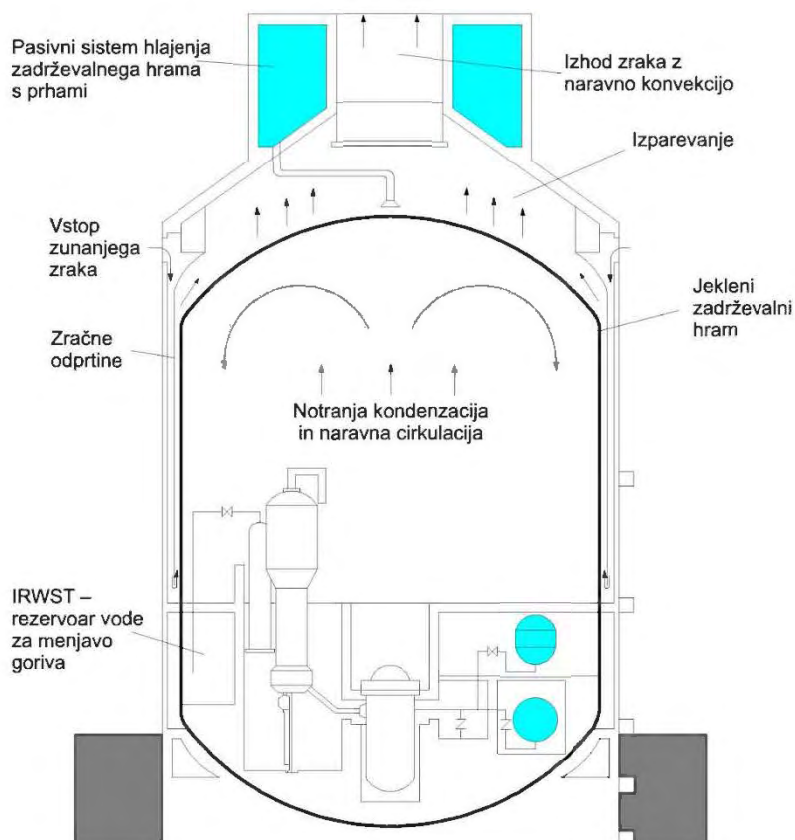
Pasivni sistemi zagotavljajo oziroma vzdržujejo pogoje, ki ohranjajo sredico in zadrževalni hram v varnem stanju med nesrečo brez posredovanja operaterjev. Pasivni sistemi ne potrebujejo velikih podpornih sistemov, kot so na primer varnostno napajanje z električno energijo, HVAC sistemi, protipotresno grajene zgradbe in sistemi. Vsi ti pasivni sistemi so projektirani po kriteriju enojne odpovedi.

Pasivni sistem za odvajanje zaostale toplote (PRHR)

Ponor toplote sistema zaostale toplote predstavlja rezervoar za menjavo goriva – IRWST. Za prenos toplote primarnega hladila reaktorja na vodo za menjavo goriva (IRWST) služi izmenjevalnik toplote (PRHR HX, Slika 4.3-3). Pasivni sistem odvoda zaostale toplote (PRHR) odvaja toploto primarnega hladila reaktorja na vodo za menjavo goriva po principu naravne cirkulacije (ni potrebna črpalka). Ko se voda v IRWST toliko segreje, da se začne uparjati, se začne sproščati v zadrževalni hram, kjer se ob stenah v stiku z okoliškim

hladnejšim zrakom kondenzira (Slika 4.3-4). Ohlajeni kondenzat se steka nazaj v rezervoar vode za menjavo goriva in prenos toplote iz primarnega hladila reaktorja na zunanji zrak ponovi.

Sistemi zadrževalnega hrama



Slika 4.3-4: Pasivno hlajenje zadrževalnega hrama AP1000

Posebnost izvedbe AP1000 je pasivno hlajenje zadrževalnega hrama. Zadrževalni hram je sestavljen iz dveh lupin; na notranji strani je približno 5 cm debela jeklena lupina, vmesnemu prostoru sledi betonska stena debeline 90 cm. V primeru nesreče (npr. taljenje sredice) bi se povišala temperatura v zadrževalnem hramu in le-ta bi se odvajala preko jeklene lupine, ki predstavlja površino za prenos toplote. Toplota bi se odvajala iz zadrževalnega hrama z naravno cirkulacijo pretoka okoliškega zraka skozi prostor med jekleno in betonsko lupino. Pretok omogoča t.i. dimniški efekt zraka, ki se segreje zaradi obtoka ob površini jeklene lupine zadrževalnega hrama. Zrak ima izstop na vrhu zadrževalnega hrama skozi zračnik.

Na vrhu zadrževalnega hrama je rezervoar vode za pasivno hlajenje zadrževalnega hrama, ki vsebuje najmanj 2.864 m³ vode. Zaloga vode zadošča za 3 dni ter omogoča z gravitacijskim dotokom na zunanjo stran jeklene lupine zadrževalnega hrama dodatno uravnavanje temperature v notranjosti hrama. Ob pomožni stavbi na tleh se nahaja pomožni rezervoar zadrževalnega hrama, ki vsebuje 2.950 m³ vode. Pomožni rezervoar lahko služi tudi za gašenje, sicer pa ima funkcijo napajanja rezervoarja na vrhu hrama (če se ta izprazni) z namenom podaljšanja hlajenja hrama za 4 dni. To je posebnost glede na obstoječe elektrarne, ki imajo za uravnavanje temperature in tlaka zadrževalnega hrama znotraj hrama prhe, povezane z zunanjimi rezervoarji.

Ostale funkcije sistemov zadrževalnega hrama obsegajo:

- vzdrževanje varnega stanja v času 24 do 72 ur po nesreči, ki je opredeljena kot projektna nesreča,
- zmanjševanje izpustov radioaktivnosti do te mere, da ni potrebna evakuacija v okolici elektrarne v primeru nesreče.

V primeru nesreče je predvidena izolacija zadrževalnega hrama.

Hlajenje sredice v sili

V AP1000 se voda za zasilno hlajenje sredice reaktorja nahaja znotraj zadrževalnega hrama:

- v posebnem rezervoarju vode za menjavo goriva (*In Refueling Water Storage Tank – IRWST*, 2.070 m³),
- v rezervoarjih za dodajanje vode v sredico (*Core Makeup Tanks – CMT*, 71 m³) in
- v akumulatorjih (48 m³).

Vsi izvori vode so s cevmi (z minimalnim številom ventilov) direktno povezani s cevovodi primarnega sistema. V primeru aktivacije sistema za zasilno hlajenje sredice se voda iz vseh virov po principih gravitacije (voda v bazenu zadrževalnega hrama je na primer na višji geodetski višini kot reaktorska posoda) in naravne cirkulacije (razlike temperatur na eni in drugi strani priključkov) vbrizgava v reaktorsko posodo.

Rezervoarji za dodajanje vode v sredico (CMT) predstavljajo visokotlačni sistem varnostnega vbrizgavanja in začnejo delovati, če je normalno hlajenje nezadostno oz. onemogočeno. Rezervoarja sta napolnjena z borirano vodo, nahajata se v ločenih vejah, ki sta priključeni na hladni krak reaktorskega hladila na eni strani ter reaktorsko posodo na drugi strani. V primeru, da je dosežena nastavitvena vrednost nizkega tlaka v tlačniku (npr. kot posledica izgubljanja reaktorskega hladila), pride do hitre zaustavitve reaktorja, ustavitve reaktorskih obtočnih črpalk ter avtomatskega odprtja izhodnih ventilov CMT rezervoarjev. Voda iz rezervoarjev steče v tem primeru v reaktorsko posodo.

Tlačna akumulatorja (ACC) z borirano vodo sta projektirana za veliko izlivno nesrečo z namenom, da napolnita spodnji del reaktorske posode. Akumulatorja sta delno napolnjena z vodo, nad vodo je dušik pod tlakom približno 50 bar. Voda iz akumulatorjev se vbrizgava na osnovi tlačne razlike med tlakom v akumulatorjih (tlak dušika, ki predstavlja potisno silo za izpraznitev akumulatorjev) in znižanim tlakom sistema reaktorskega hladila.

Nizkotlačni sistem varnostnega vbrizgavanja je zagotovljen z vodo, ki se gravitacijsko pretaka iz *rezervoarja vode za menjavo goriva (IRWST)* in predstavlja izvor vode za dolgoročno hlajenje. Voda v rezervoarju ima tlak okolice (atmosferski tlak), torej se mora tlak sistema reaktorskega hladila znižati pod tlak okolice, da bo omogočen pretok. Zniževanje tlaka poteka preko štirih stopenj (sistem avtomatske tlačne razbremenitve), kar zagotavlja kontrolirano in počasno zniževanje tlaka v sistemu reaktorskega hladila.

Prhanje zadrževalnega hrama

Sistem prhanja zadrževalnega hrama je enak sistemu obstoječih tlačnovodnih elektrarn.

Zasilno električno napajanje (DG)

Zasilno električno napajanje je izvedeno z dvema dizel generatorjema moči 4 MW. Vsak dizel generator napaja svojo progo. Zasnovana sta za uspešen zagon in delovanje tudi med potresom in predstavljata zanesljiv vir napetosti v sili. Dva manjša dizel generatorja z močjo po 35 kW pokrivata porabnike v nezgodnih stanjih in zagotavljata 72-urno napajanje pomembnih varnostnih sistemov. Dizel generatorja sta ne-varnostna oprema, ki v primeru nenormalnega dogodka ali nesreče zagotavljata napajanje različnih bremen, ki se priklapljajo po pripadajočem zaporedju in zagotavljajo predvsem 'mirnejšo' zaustavitev.

Varovanje v primeru težkih nesreč

Za primer težkih nesreč (taljenje sredice) je predvideno hlajenje reaktorske posode z zadržanjem staljene sredice znotraj reaktorske posode. Za primer nesreče z izgubo hladila, ki bi vodila v taljenje sredice, je predvideno dolgotrajno vbrizgavanje vode iz rezervoarja vode za menjavo goriva (IRWST), ki je nameščen v zadrževalnem hramu. Vodo se lahko dovaja tudi pod reaktorsko posodo, da se ohlaja dno posode. S tem se prepreči, da bi vroča sredica stalila dno posode.

4.3.2.1.4 Sekundarni sistemi

Turbina AP1000 je sestavljena iz enega visokotlačnega dela z dvojnimi natokom pare in treh nizkotlačnih delov z dvojnimi natoki. Sklop turbine in generatorja je namenjen za osnovno obratovanje na konstantni moči, omogoča pa tudi način obratovanja z sledenjem bremenu (t.i. load follow). V turbinski zgradbi ni sistemov oz. komponent varnostne narave.

Sistem kondenzata in sistem glavne napajalne vode zagotavljata ustrezno predgreto vodo za uparjalnike. Kondenzatni sistem zbira kondenzirano paro iz kondenzatorja, katero kondenzatne črpalke (3 × 50 %) potiskajo v nizkotlačne regenerativne grelnike, voda gre naprej do črpalke glavne napajalne vode (3 črpalke) in skozi visokotlačne regenerativne grelnike v uparjalnik.

4.3.2.1.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

Pri AP1000 je arhitektura I&C naravnana k čim boljši povezanosti in enostavnosti tako po hierarhični vertikali kot horizontali. Varnostni in varovalni sistemi so v večini štirikratno redundantni z logiko dva-od-štirih. Sistem dovoljuje obratovanje tudi, kadar je ena od I&C prog v okvari ali med vzdrževanjem z logiko dva-od-tri. Sisteme lahko razdelimo na sedem večjih skupin:

- varovalni in varnostni nadzorni sistem (PMS)
- posebni nadzorni sistem (SMS)
- regulacijski sistem elektrarne (PLS)
- sistem obratovalnih in krmilnih centrov (OCS)
- sistem raznolikega ukrepanja (DAS)
- sistem za prikaz in procesiranje podatkov (DDS)
- središnja instrumentacija (IIS)

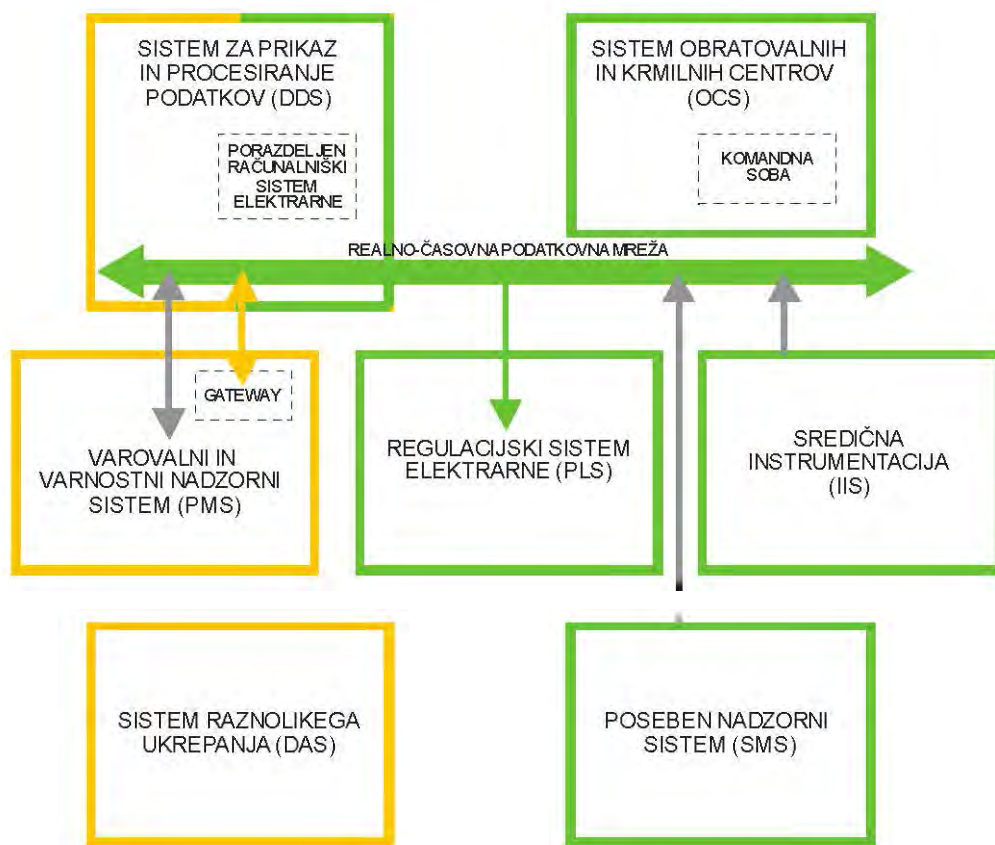
Regulacijski sistem elektrarne (Plant Control System) zagotavlja delovanje elektrarne med normalnim obratovanjem od hladne zaustavitve do polne moči. Upravlja z ne-varnostnimi komponentami – instrumentacija in regulacija opreme za spreminjanje moči reaktorja, regulacija tlaka in nivoja v tlačniku, regulacija pretoka napajalne vode in ostale funkcije povezane s proizvodnjo elektrike. PLS je osnovan na porazdeljenem sistemu krmilnikov (distributed controller system). Porazdeljena arhitektura krmiljenja služi hitrejši obdelavi podatkov, saj posamezen krmilnik sam opravlja krmiljenje posameznega procesa. Vsak krmilnik na podlagi procesnih (iz senzorjev) in sistemskih vhodnih podatkov opravi potrebne izračune in izdaja ukaze aktuatorjem, torej samostojno vodi proces. Pri tem je preko podatkovne mreže povezan tudi z ostalimi krmilniki, od katerih dobiva dodatne informacije, in s komandno sobo, preko katere obvešča o svojem delu. To pospeši odziv sistema ter zagotavlja večjo zanesljivost, saj napaka enega krmilnika ne zmanjša zmogljivosti krmilnih funkcij ostalih krmilnikov.

Sistem obratovalnih in krmilnih centrov (Operations and Control Centres System) vključuje komandno sobo, tehnični podporni center, lokalni zaustavitveni paneli, lokalne operatorske postaje in ostale postaje povezane z naštetimi.

Sistem za prikaz in procesiranje podatkov (Data Display and Processing System) vključuje opremo za obdelavo podatkov, ki ne prožijo varnostnih alarmov, ampak druge vrste alarmov. Prikazuje pa tako procese med normalnim, kot med izrednim obratovanjem elektrarne. Prav tako je namenjen shranjevanju določenih podatkov, vključuje pa tudi nadzorno podatkovno vodilo (Monitor Bus), ki povezuje instrumentacijske s kontrolnimi sistemi.

Sredična instrumentacija (Incore Instrumentation System) nudi dovolj podatkov za izdelavo 3- dimenzionalne slike fluksa, ki jo med drugim uporablja tudi PMS. Nanjo so vezani tudi termočleni na izhodu iz sredice, ki so pomembni za nadzor dogajanja po nesreči.

Posebni nadzorni sistem (Special Monitoring System) nima povezave z varnostnimi funkcijami, pač pa je namenjen posebni diagnostiki in dolgoročnemu nadzoru stanja elektrarne. Nadzira količino tujkov, ki se nabirajo v primarnem krogu in sicer glede na udarce, ki jih ti delci povzročajo v primarnemu sistemu.



Slika 4.3-5: Instrumentacijski in regulacijski sistemi AP1000

Varovalni in varnostni nadzorni sistem (Protection and Safety Monitoring System) zagotavlja varnostne funkcije med normalnim obratovanjem do zaustavitve in jo ohranja v hladni zaustavitvi. Prav tako upravlja z vsemi varnostnimi komponentami, ki so vezane na komandno sobo in na ločeno zaustavitveno postajo. Poleg tega je zadolžen tudi za nadziranje varnostnih funkcij v primeru nezgode.

Sistem raznolikega ukrepanja (Diverse Actuation System) je dodatni sistem za dostavljanje podatkov operaterjem in proženje zaustavitve reaktorja ter drugih varnostnih komponent (ESF). Ta sistem povečuje raznolikost varnostnih sistemov in je nekakšna rezerva PMS-ju. Temelji na drugačni arhitekturi, instrumentaciji, strojni in programski opreми, kot pa je tista uporabljena v PMS. Posledično naj bi izključeval možnost nezgodnih dogodkov zaradi okvare oz. napake enega tipa. Sisteme med seboj povezuje realno-časovna podatkovna mreža, vendar se po njej prenašajo samo ne-varnostni signali in podatki. Komponente varnostne narave so na mrežo priključene preko posebnih vhodnih točk (gateway) in izolacijskih sistemov, tako da niso občutljivi na napake v omrežju. Komandna soba je popolnoma digitalizirana, kar pomeni, da so podatki prikazani na velikih barvnih računalniških zaslonih, komande pa se izvršujejo »mehko« (preko programske opreme) in ne več preko stikal. Varnostne funkcije se izvršujejo z diskretnimi ukazi (on/off), ostale funkcije, pomembne za obratovanje pa imajo lahko tudi zvezno nastavljive spremenljivke. Za evropsko verzijo elektrarne je predviden tudi interaktivni sistem elektrarniških procedur (Interactive Plant Procedures System), ki operaterja korak po korak vodi skozi postopke in jim olajša delo.

Vodilo načrtovanja I&C sistemov v AP1000 je bilo poenostavljanje in združevanje komponent sistema. Zmanjšali so količino I&C vodnikov in ukinili velika vozlišča podatkovnih tokov, poenostavili vzdrževanje ter v začetku elektrarno zasnovali tako, da je možna kar najenostavnejša nadgradnja in celo zamenjava sistema. Z avtomatizacijo izbire signala in njegovo kvalitetnejšo predstavitev je zmanjšano število potrebnih ročnih ukrepov, alarmov in števila podatkov, prikazanih operaterju. Ker podatke operaterju interpretira računalnik, je možnost napake operaterja zmanjšana.

4.3.2.1.6 Električni sistemi

Generator

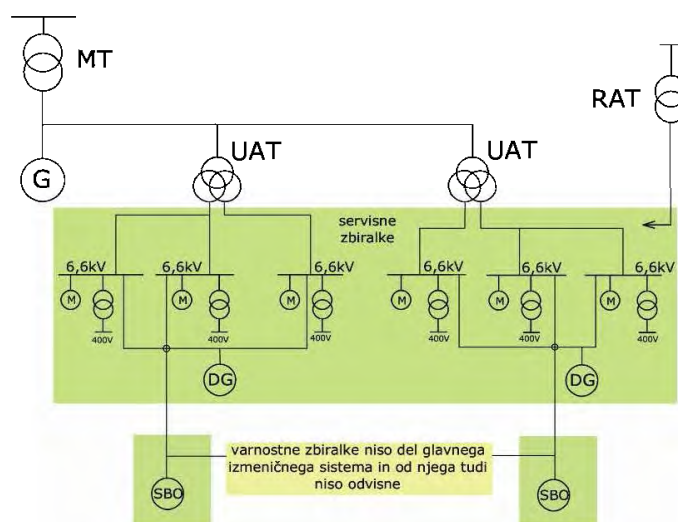
Nazivna napetost generatorja je 24 kV, navidezna moč pa 1.250 MVA, pri čemer je njegov faktor moči 0,9.

Lastna raba elektrarne

AP1000 je zasnovana predvsem na pasivni varnosti, kar ima vpliv tudi na električne sisteme. Električne sisteme lahko razdelimo na sistem glavne izmenične napetosti (ECS), ki **ni** varnostne narave (ni razreda 1E), in dva neodvisna sistema enosmerne napetosti, en običajen in en razreda 1E.

Sistem glavne izmenične napetosti (ECS) sestavlja glavni transformator (MT), dva transformatorja lastne rabe (UAT), pomožni transformator (RAT), šest zbiralk na srednji napetosti in množico nizkonapetostnih zbiralk. Posamezen enosmerni sistem je sestavljen iz neozemljenih stacionarnih baterijskih celic, sistema razpeljave in brez-prekinitveni sistem napajanja (UPS). Srednjenapetostni nivo bo v evropski izvedbi postavljen na 6,6 kV, nizkonapetostni pa na 400 V.

Med normalnim obratovanjem, ko je bremensko stikalo generatorja zaprto, generator preko glavnega transformatorja pošilja energijo v omrežje, lastna raba elektrarne (šest zbiralk srednje napetosti – SN) pa se napaja preko dveh transformatorjev lastne rabe (vsak po 50 %). Med zagonom ali ustavljanjem je bremensko stikalo generatorja odprto, ECS pa dobiva energijo preko glavnega transformatorja iz omrežja. Katerakoli zbiralka lastne rabe (SN) se lahko napaja tudi preko pomožnega transformatorja (RAT), ki je približno enake moči kot posamezen transformator lastne rabe (UAT). Glavni in pomožni transformator sta priključena na različna daljnovoda.



Slika 4.3-6: Lastna raba elektrarne AP1000

Zaradi pasivne zasnove elektrarne zunanje napajanje nima varnostnih funkcij. Dva prostorsko ločena in neodvisna dizel generatorja (onsite standby DG) sta vsak priključen na svojo skupino stalnih servisnih bremen, ki se v primeru izgube zunanjega napajanja (Station Blackout – SBO) ali drugega nenormalnega dogodka oziroma nesreče priključujejo po pripadajočem zaporedju in zagotavljajo predvsem 'mirnejšo' zaustavitev. Napajata lahko tudi enosmerni sistem razreda 1E in UPS sistem.

Nizkonapetostni (400 V / 230 V in 50 Hz) izmenični sistem sestavljajo lokalna napajalna omrežja za napajanje razdelilnih omar motorskih pogonov (MCC) in 400 V napajalne podpostaje. Na nizkonapetostni sistem so lahko priključeni motorji do moči 300 kW. Nizkonapetostni izmenični sistem bo prav tako skrbel za napajanje baterijskih polnilcev in UPS sistema. Na ta sistem se lahko priključi pomožni prenosni dizel generator, ki skrbi za napajanje varnostnih sistemov (IDS) ob izgubi izmenične napetosti za več kot 72 ur (SBO). Prenosni dizel generatorji se nahajajo v dodatni stavbi (annex building) in jih je ob okvari možno zlahka zamenjati.

Varnostni sistem razreda 1E (IDS), ki je sestavljen iz enosmernega sistema napajanja razreda 1E na 110 V in UPS sistema razreda 1E na napetosti 230 V, skrbi za varno zaustavitev elektrarne v primeru izgube zunanega napajanja v povezavi z izpadom glavnega generatorja tudi ob projektni nesreči. IDS skrbi za instrumentacijo varnostnega razreda, upravljanje in nadziranje za varno zaustavitev bistvenih bremen, kot tudi nujno razsvetljavo. To mora zagotavljati 72 ur po dogodku.

4.3.2.2 ATMEA1 (ATMEA-EDF & Mitsubishi)

4.3.2.2.1 Splošni podatki

Podjetje ATMEA je skupen podvig (joint venture) podjetij EDF iz Francije in japonskega proizvajalca MHI (Mitsubishi Heavy Industries). Reorganizacija francoske jedrske industrije pod vodstvom EDF leta 2018 je vodila tudi do ponovnega partnerstva znotraj ATMEA. ATMEA je bila prvotno namreč ustanovljena kot skupno podjetje med AREVA NP in MHI. Sporazum o razvoju nove elektrarne med podjetjema ATMEA in MHI je bil podpisan septembra 2007. Zasnova jedrske elektrarne ATMEA1 sloni na dosedanjih izkušnjah obeh proizvajalcev. Leta 2012 je Francoska uprava za jedrsko varnost (ASN) objavila poročilo, v katerem je ugotovila, da so varnostne karakteristike in zasnova ATMEA1 v skladu s francoskimi predpisi. Prav tako je leta 2013 tudi Kanadska uprava za jedrsko varnost (CNSC) objavila pregled projekta in ugotovila, da je zasnova skladna z regulatornimi zahtevami in pričakovanji CNSC za nove jedrske elektrarne v Kanadi. Tudi IAEA je junija 2008 ugotovila, da je zasnova reaktorja v skladu z njenimi osnovnimi varnostnimi načeli.

Maja 2013 sta turški in japonski premier podpisala pogodbo v vrednosti 22 milijard ameriških dolarjev za gradnjo jedrske elektrarne Sinop v Turčiji. Načrte za gradnjo štirih reaktorjev ATMEA1, skupne moči 4.400 MW_e je turška vlada ratificirala aprila 2015. V letu 2018 je bila na ministrstvo za okolje in prostor predložena vloga za presojo vplivov na okolje. Okoljsko in gradbeno dovoljenje je še vedno v postopku pridobivanja pri turški upravi za jedrsko varnost.

Osnovni podatki so podani v spodnji tabeli (**Tabela 4.3-4**).

Tabela 4.3-4: Osnovni podatki o ATMEA1

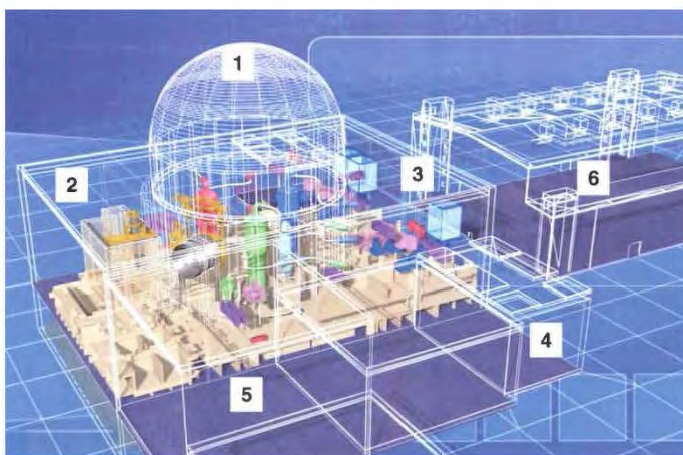
Električna moč (neto / bruto)	1.200 / n.p. MW
Toplotna moč	3.300 MW
Število hladilnih zank	3
Gorivo	UO ₂ in 1/3 MOX
Gorivni cikel	12 – 24 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	< 16 dni
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	približno 37 %
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	92 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	< 10 ⁻⁵ /leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	< 10 ⁻⁶ /leto

Jedrski otok ATMEA1 je grajen v skladu z zahtevami glede protipotresne varnosti, z upoštevanjem veljavnih standardov. Projektiran je za pospeške 0,3 g. Možna je tudi nadgradnja za seizmično bolj rizična območja – tudi za takšne primere imata podjetji EDF in MHI na osnovi dolgoletnih izkušenj ustrezne tehnične rešitve (npr. seizmični izolatorji).

Tabela 4.3-5: Osnovni podatki zadrževalnega hrama ATMEA1

Premer zadrževalnega hrama	40 m
Višina zadrževalnega hrama	65 m
Projektni notranji nadtlak	okoli 4 bar

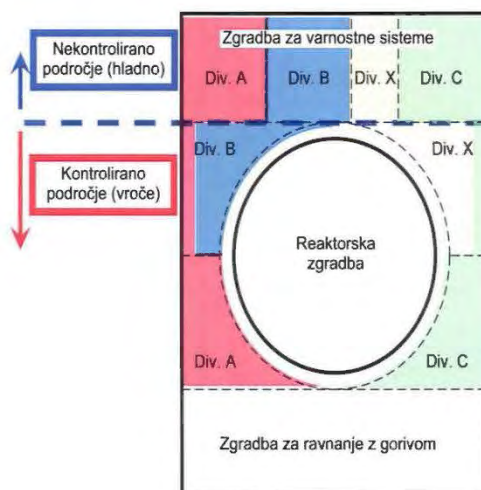
Postavitev zgradb elektrarne ATMEA1 združuje osnovne ideje zasnov elektrarn EPR in EU-APWR (Mitsubishi). Postavitev zgradb je prikazana na spodnji sliki (**Slika 4.3-7**). Upoštevani so varnostni faktorji zaščite pred izrednimi dogodki; na primer poplave, eksplozije, izstrelki, požari in drugi različni nenormalni pojavi.



- 1 - Reaktorska zgradba
- 2 - Zgradba za ravnanje z gorivom
- 3 - Zgradba za varnostne sisteme
- 4 - Zgradba dizel generatorjev
- 5 - Pomožna zgradba
- 6 - Turbinska zgradba

Slika 4.3-7: Razporeditev zgradb ATMEA1

Prostori znotraj zadrževalnega hrama in pomožne zgradbe so razdeljeni na sektorje, da se prepreči medsebojni vpliv na različne sisteme ali pa so na drugi lokaciji. Radioaktivni sistemi ležijo v štirih kvadrantih, ki obkrožajo reaktorsko zgradbo in tvorijo kontrolirano področje. Neradioaktivni sistemi se nahajajo v nekontroliranem področju.

**Slika 4.3-8:** Razporeditev prostorov zadrževalnega hrama in pomožnih zgradb na sektorje oziroma divizije

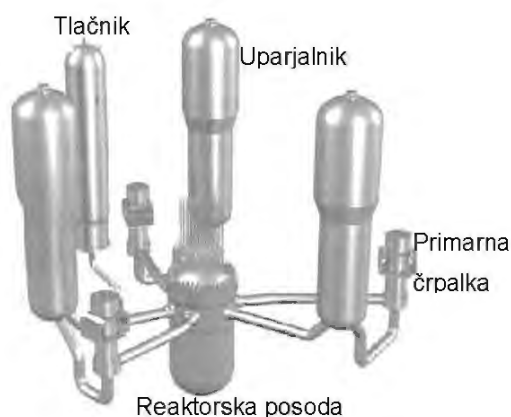
Zasnova elektrarne jasno loči varnostne in ostale sisteme. Dva pomožna generatorja sta na eni strani objekta in dva na drugi strani. Razporeditev prostorov je takšna, da je možen dostop za vzdrževanje nekaterih komponent v zadrževalnem hramu tudi med obratovanjem elektrarne.

4.3.2.2 Primarni sistem

Tabela 4.3-6: Osnovni podatki primarnega kroga ATMEA1

Temperatura hladila v hladni / vroči zanki	291°C / 326,1°C
Število gorivnih elementov	157
Tip gorivnega elementa	17 × 17
Aktivna dolžina goriva m	4,2 m
Povprečna linearna toplotna moč	17,5 kW/m
Število regulacijskih svežnjev / sivih svežnjev	52 / 8
Izdelava reaktorske posode	Optimirana na čim manjše število zvarov
Pretok hladila skozi reaktor	74.400 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	~8.000 m ² z aksialnim predgrelnikom

Primarni sistem in razporeditev reaktorja, uparjalnikov, tlačnika, črpalk ter cevovodov je običajen kot pri sedanjih tlačnovodnih elektrarnah in je izveden s 3 zankami. Projekt je osnovan na licencirani in verificirani tehnologiji EPR in APWR ter je v skladu z ameriško regulativo (US NRC) in standardi ASME.



Slika 4.3-9: Primarni sistem ATMEA1

4.3.2.2.3 Varnostni sistemi

Pri snovanju varnostnih sistemov elektrarne ATMEA1 so uporabili izboljšave in nove varnostne sisteme proizvajalcev EDF in Mitsubishi (MHI). Elektrarna vsebuje izboljšane tlačne akumulatorje, ki jih v svoje elektrarne vgrajuje Mitsubishi. Vgrajen ima EDF sistem lovilca staljene sredice (Core Catcher, podobno kot pri EPR) za primer težkih nezgod s taljenjem sredice. Varnostni sistemi so redundatni ($3 \times 100\%$), strukturna zaščita in ločitev zagotavlja tudi varovanje pred padcem letala.

Zadrževalni hram, pomožno napajanje, glavna kontrolna soba in zgradba za gorivo so odporni na padec velikega potniškega letala. Med varnostnimi in ne-varnostnimi sistemi je fizična ločitev. Varnostni sistem je zasnovan tako, da niso potrebni hitri ukrepi operaterjev ob morebitni nesreči. Prav tako ni potrebna evakuacija okoliških prebivalcev takoj po nesreči in tudi ne kasneje.

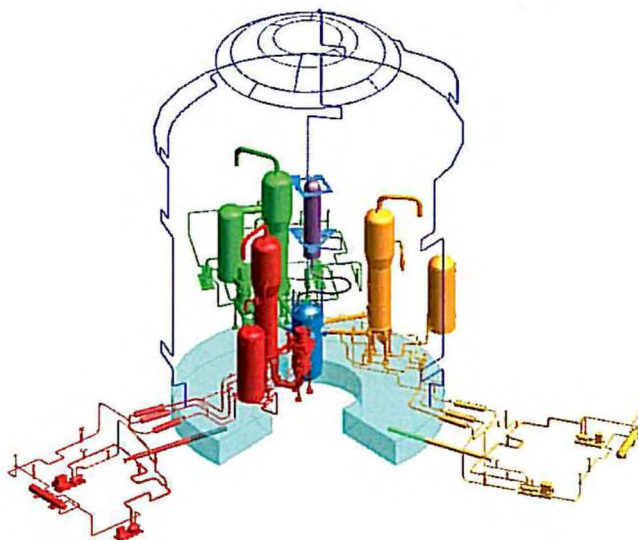
Sistemi zadrževalnega hrama

Zadrževalni hram z vsebujočimi sistemi je v primerjavi z EPR še dodatno poenostavljen.

Hlajenje sredice v sili

Elektrarna ima rezervoar vode za menjavo goriva znotraj zadrževalnega hrama. Na spodnji sliki (**Slika 4.3-10**) je prikazan varnostni sistem reaktorja. Z rdečo, rumeno in zeleno so označeni sistemi varnostnega vbrizgavanja, črna barva pa prikazuje prhe zadrževalnega hrama.

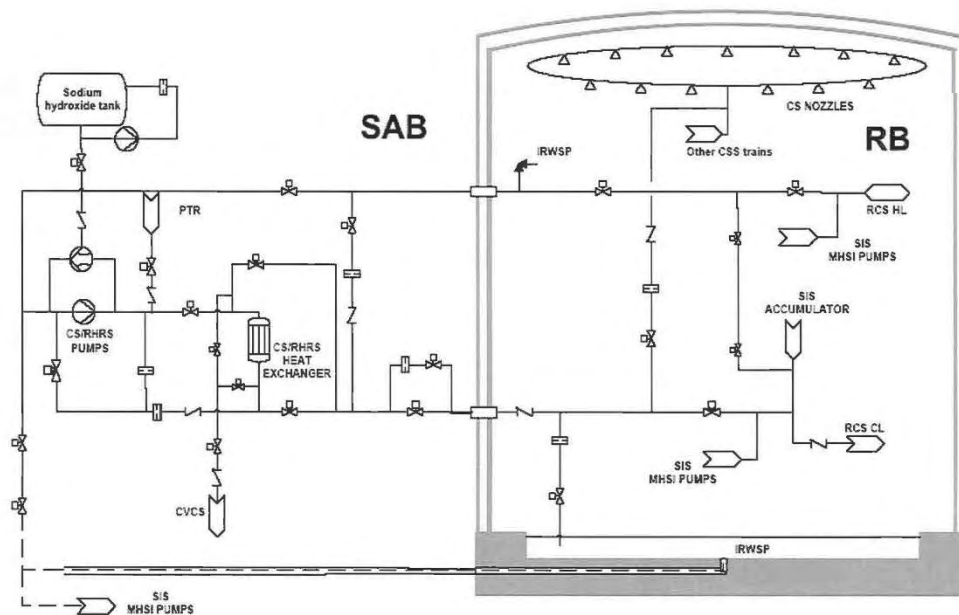
Podobno kot v APWR zasnova ATMEA1 vsebuje napredne tlačne akumulatorje. Z njihovo uporabo je optimiziran celoten sistem zasilnega hlajenja sredice v sili, ki podaljša čas, potreben za start črpalk varnostnega vbrizgavanja.



Slika 4.3-10: Varnostni sistemi ATMEA1

Prhanje zadrževalnega hrama

V primeru povišanega tlaka v zadrževalnem hramu je predvideno prhanje zadrževalnega hrama z zankami, ki se nahajajo na vrhu zadrževalnega hrama.



Slika 4.3-11: Skupni sistem za zasilno hlajenje sredice in za odvajanje zaostale toplote

Varovanje v primeru težkih nezdod

Podobno kot pri ostalih zasnovah elektrarn je varovanje za primer težkih nesreč osredotočeno na zagotavljanje dolgoročne integritete zadrževalnega hrama. Najvišja merila za obvladovanje težkih nezdod bodo dosežena z izvajanjem verjetnostnih varnostnih analiz, obratovalnimi izkušnjami, raziskavami težkih nezdod in analizo različnih scenarijev nezdod. Težke nezdode niso del projektnih nezdod (DBA, Design Basic Accident).

4.3.2.2.4 Sekundarni sistemi

Para ustvarjena v treh uparjalnikih se dovaja preko sistema za dovod pare (main steam supply system, MSSS) v visokotlačno (HP) turbino s pomočjo zapornih in regulacijskih ventilov, ki uravnavajo pretok pare. Po ekspanziji v visokotlačni turbini se para ponovno segreje v dveh ločevalcih vlage in grelnikih (MSR). MSR nato dovajajo paro v dve nizkotlačni turbini (LP) preko zapornih in prestreznih ventilov. Turbina, ki je sestavljena iz visokotlačne in dveh nizkotlačnih delov obratuje pri 1.500 ali 1.800 vrtlj/min.

4.3.2.2.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

O instrumentacijskih in regulacijskih sistemih ni veliko podatkov, kaže pa, da bo funkcijsko sistem razdeljen podobno kot v EPR-u. Hierarhično gledano bo sistem vertikalno razdeljen na štiri nivoje (0 – 3), vsak nivo pa bo imel več svojih sistemov. Znotraj nivojev se sistemi delijo na varnostne in servise.

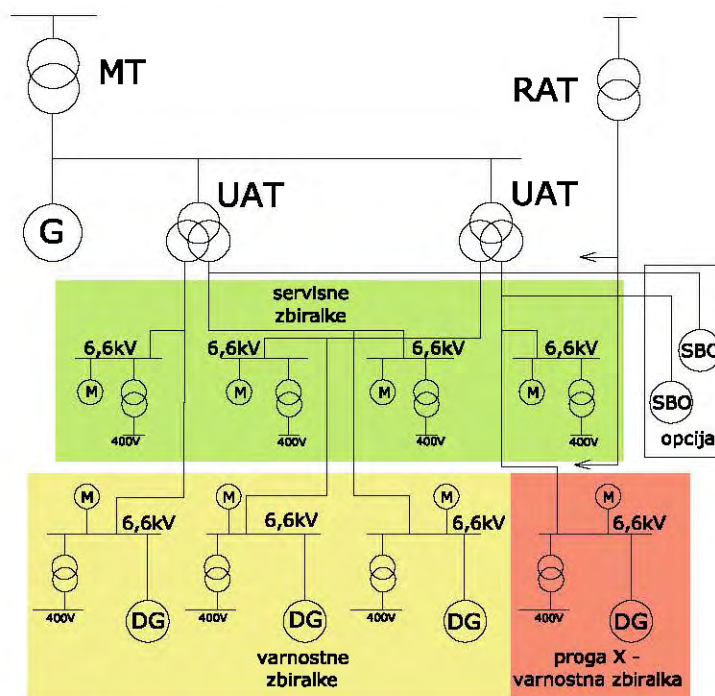
4.3.2.2.6 Električni sistemi

Generator

V dostopnih virih nismo zasledili podatkov o generatorju ATMEA1.

Lastna raba elektrarne

Električni sistem elektrarne ATMEA1 je evolucija klasičnega distribucijskega sistema, pri čemer je glede na starejše elektrarne redundanca povečana.



Slika 4.3-12: Lastna raba elektrarne ATMEA1

Varnostne sisteme elektrarne ATMEA1 napajajo tri neodvisne varnostne proge, $3 \times 100\%$, ki jih dopolnjuje četrta proga, t.i. »proga X«. Slednja lahko v katerem koli trenutku nadomesti poljubno varnostno ali servisno zbiralko, kar povečuje tako varnost kot tudi fleksibilnost sistema, npr. za on-line vzdrževanje. Za primer izgube zunanjega napajanja ima proizvajalec dve možni rešitvi, in sicer bodisi dodaten izmenični vir napetosti (dodatni DG/GTG), bodisi povečana raznolikost obstoječih virov napajanja.

Za nizkonapetostne zbiralke bo izbran 400 V nivo. Tudi ta je razdeljen na varnostne in servisne porabnike. Varnostni porabniki bodo imeli več možnosti napajanja (iz različnih zbiralk), poleg tega pa bodo lahko napajani tudi preko baterij UPS sistema.

4.3.2.3 EPR (EDF)

4.3.2.3.1 Splošni podatki

EPR je bil v osnovi skupni francosko-nemški projekt, ki se je začel leta 1992 v sodelovanju podjetij Framatome (del Areve med letoma 2001 in 2017) (Francija) in Siemens (Nemčija). Spada v III. generacijo reaktorjev in je bil razvit in ustrezno nadgrajen na osnovi preverjene tehnologije reaktorjev II. generacije. Zasnova EPR sloni na zadnjih izvedbah reaktorjev N4 (francoski) in KONVOI (nemški). Prva delujoča EPR enota je kitajski Taishan 1, ki je začel obratovati decembra 2018. Taishan 2 je začel obratovati v maju 2019. Obe enoti EPR, ki sta se začeli graditi v Evropi, v Olkiluotu na Finskem in v Flamanvilleu v Franciji, se spopadata z zamudami. Dve enoti v Hinkley Point C (HPC) v Združenem kraljestvu sta bili dokončno potrjeni septembra 2016, glede na zadnji status (junij 2019) gradnja obeh poteka v skladu z načrti in bosta predvidoma dokončani do leta 2025.

Tabela 4.3-7: Osnovni podatki reaktorja EPR

Električna moč (neto / bruto)	~1.650 / 1.710 MW ³
Toplotna moč uparjalnika (NSSS)	4.500 MW
Število hladilnih zank	4
Gorivo	UO ₂ , MOX
Gorivni cikel	do 24 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	< 16 dni
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	38,0 % ¹
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	do 92 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	< 10 ⁻⁵ /leto ⁴
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	< 10 ⁻⁷ /leto

Tabela 4.3-8: Osnovni podatki zadrževalnega hrama EPR

Premier zadrževalnega hrama	46,6 m
Višina notranjosti zadrževalnega hrama	57,5 m
Debelina kovinske obloge notranje lupine	6 mm
Debelina betonske lupine	1,3 m + 1,8 m ⁵
Projektni notranji nadtlak	4,3 bar

³ Različni viri navajajo neto moč od 1550 do 1660 MWe. Po U.S. NRC, U.S. EPR, Final Safety Analysis Report, April 21, 2008 navedena bruto moč 1710 MWe znaša pri tlaku/temperaturi kondenzacije 0,0844 bar (2,5 in. Hg) / 42,6°C ($\eta = 38,0\%$).

⁴ Viri navajajo verjetnost za vse vrste okvar in nezgod < 10⁻⁵ in < 10⁻⁶ za vse dogodke znotraj elektrarne

⁵ Dve betonski lupini



- | | |
|--|-----------------------------|
| 1. Reaktorska posoda | 7. Lovilec staljene sredice |
| 2. Uparjalniki | 8. Glavna komandna soba |
| 3. Tlačnik | 9. Zgradbi dizel agregatov |
| 4. Reaktorske obtočne črpalke | 10. Turbinska zgradba |
| 5. Notranja lupina zadrževalnega hrama | 11. Zgradba za gorivo |
| 6. Zunanja lupina zadrževalnega hrama | 12. Pomožna zgradba |

Slika 4.3-13: Razporeditev objektov EPR

Zadrževalni hram v EPR je postavljen v središču zgradb jedrskega otoka. Njegova glavna naloga je zagotoviti zaščito okolja pred notranjimi in zunanji nevarnostmi v vseh pogojih. Sestavljata ga dve lupini, pri čemer je notranja narejena iz prednapete betonske cilindrične stene in ojačanega betonskega temelja, prav tako je tudi zunanja lupina (plašč) zadrževalnega hrama ojačana in postavljena na iste temelje, kot notranja. Notranja lupina je znotraj prevlečena s 6 mm debelo kovinsko oblogo.

Varnostni sistemi se nahajajo v štirih ločenih enotah, ki so hkrati štirje ločeni objekti za zagotavljanje varnosti. V njih se nahajajo sistemi, kot so sistem za vbrizgavanje vode za zasilno hlajenje sredice, pomožni sistem napajalne vode ter njuni podporni sistemi. Sistem za zasilno hlajenje sredice je združen s sistemom za odvajanje zaostale toplote in se nahaja znotraj območij radiološkega nadzora. Sistem za hlajenje komponent, ki skrbi za odvod toplote iz nekaterih komponent primarnega sistema, in zasilni sistem napajalne vode sta postavljena v območju, v katerem ni radiološkega nadzora. Tudi glavna komandna soba se nahaja v eni izmed zgradb za varnostne sisteme. V dveh zgradbah (9) se nahajajo štirje zasilni dizel agregati in vsa pripadajoča oprema ter sistemi za zasilno napajanje varnostnih sistemov.

Razporeditev objektov v EPR zagotavlja zaščito pred zunanji nevarnostmi, še posebno ob potresu in ob strmoglavljenju letala. Za zaščito ob potresu je celotni jedrski otok postavljen na eni sami železobetonski temeljni plošči. Teža zgradbe je minimizirana, težki deli in vodni rezervoarji so nameščeni na najnižjih možnih legah. Za zaščito ob strmoglavljenju letala so reaktorska zgradba, zgradba za obsevano gorivo in

dva od štirih varnostnih objektov zaščiteni z zunanjim oklepom iz železobetona. Ostala dva varnostna objekta sta zaščiteni tako, da sta prostorsko ločena.

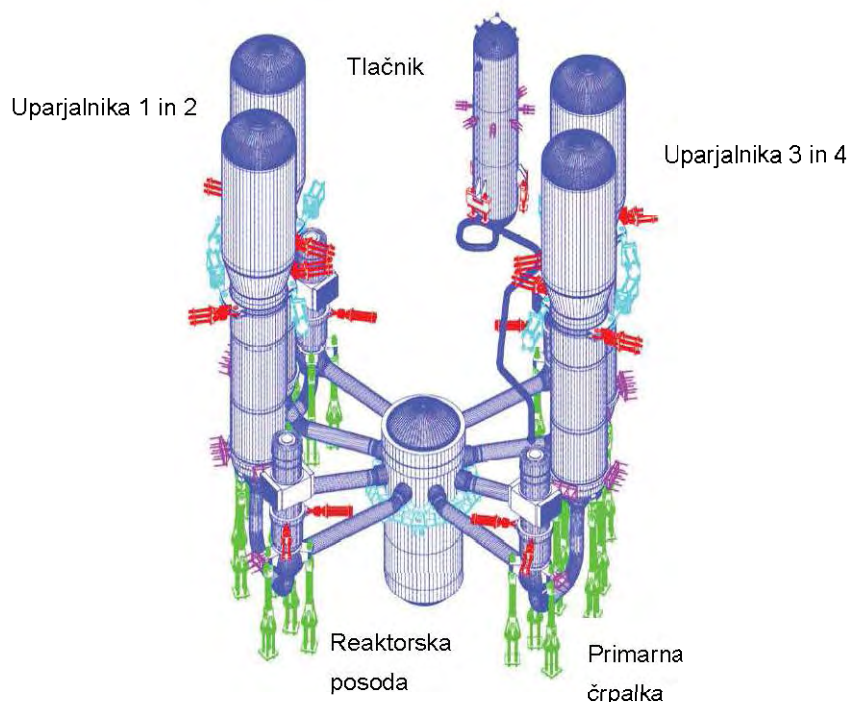
Otoška zasnova EPR ima prednosti pri upravljanju posebno tam, kjer je potrebna radiološka zaščita in preprostost vzdrževanja. Postavitev je zasnovana in optimizirana na ločitvi redundantnih sistemov. Ločitev med nadzorovanimi območji, kjer se nahaja radioaktivna oprema in med območji, ki niso nadzorovana in kjer ni radioaktivne opreme, pomembno prispeva k zmanjšanju izpostavljenosti operativnega osebja. Vzdrževalne zahteve so bile sistematično upoštevane že na začetni stopnji načrtovanja.

4.3.2.3.2 Primarni sistem

Primarni sistem v EPR sestavljajo štiri hladilne zanke. Tako reaktorska posoda, kakor tudi uparjalniki in tlačnik imajo glede na primerljive elektrarne II. generacije povečano prostornino, kar se kaže v izboljšanih obratovalnih in varnostnih lastnostih.

Tabela 4.3-9: Osnovni podatki primarnega kroga EPR

Temperatura hladila v hladni veji / vroči veji	296°C / 328,2°C
Število gorivnih elementov	241
Tip gorivnega elementa	17 × 17
Aktivna dolžina goriva	4,2 m
Linearna gostota moči	16,67 kW/m
Število regulacijskih svežnjev	89
Notranji premer reaktorske posode	4,89 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih šivov
Pretok hladila skozi reaktor	113.320 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	7.960 m ²
Prostornina tlačnika	75 m ³



Slika 4.3-14: Sistem reaktorskega hladila EPR

4.3.2.3 Varnostni sistemi

Pri načrtovanju zahtev glede zagotavljanja jedrske varnosti v EPR se je izvajala t.i. dvojna strategija:

- izboljšani preventivni ukrepi, ki bodo preprečevali nesreče,
- verjetnost nastanka težke nesreče (npr. taljenje sredice) je zmanjšana. Posledice nesreče so v tem primeru vezane samo na lokacijo elektrarne – torej brez kakršnegakoli sproščanja radioaktivnosti v okolico elektrarne.

V primeru nesreče niso potrebni ukrepi ob izrednem dogodku izven lokacije jedrske elektrarne.

Rešitve pri preprečevanju nesreč vsebujejo:

- povečana količina reaktorskega hladila; s tem je podaljšan čas za operaterske akcije,
- nižja gostota moči v sredici,
- visoka zanesljivost varnostnih sistemov: dvojna redundanca ($4 \times 100\%$) in fizična ločenost vseh štirih vej varnostnih sistemov,
- sistemi instrumentacije in regulacije v povezavi z izboljšano povezavo človek-stroj (man-machine interface),
- lovilec staljene sredice (Core Catcher),
- dvojna stena zadrževalnega hrama.

Sistemi zadrževalnega hrama

Zadrževalni hram ima dvojno lupino. Zunanja lupina prekriva notranjo lupino zadrževalnega hrama, stavbo z bazenom za obsevano gorivo ter dve izmed štirih zaščitnih stavb. Izpusti skozi notranji plašč

zadrževalnega hrama se zbirajo, filtrirajo in izpuščajo skozi prezračevalni sistem v medprostoru lupin (anulusu). Izpusti skozi odprtine za vstop osebja ali opreme se preprečujejo z zaprtjem odprtin ali zračnimi zaporami v kombinaciji z dvojnimi tesnili na obeh straneh.

Zadrževalni hram, stavba za gorivo in dve zaščitni stavbi so odporni na padec letala. Ti dve zaščitni stavbi vsebujeta tudi glavno komandno sobo. Drugi dve zaščitni stavbi sicer nista odporni na padec letala, vendar sta lokacijsko ločeni.

Zadrževalni hram je obkrožen s štirimi zaščitnimi stavbami in stavbo z gorivom. Vsi varnostni sistemi so zasnovani z dvojno redundanco ($4 \times 100\%$), so fizično ločeni ter se nahajajo na povsem ločenih lokacijah. Vsaka posamezna zanka ima pripadajoče električne sisteme in sisteme instrumentacije ter regulacije. Nahajajo se na višji lokaciji (elevaciji) same stavbe.

Vsaka izmed štirih lokacij vsebuje:

- nizkotlačni sistem varnostnega vbrizgavanja / sistem za odvod zaostale toplote,
- srednjetlačni sistem varnostnega vbrizgavanja,
- sistem zasilne napajalne vode.

Hlajenje sredice v sili



- 1 – štiri zanke sistema varnostnega vbrizgavanja
2 – rezervoar za menjavo goriva (IRWST)

Slika 4.3-15: Štiri zanke sistema za zasilno hlajenje sredice EPR

Sistem varnostnega vbrizgavanja je povezan na sesalni strani z rezervoarjem za menjavo goriva, ki se nahaja znotraj zadrževalnega hrama (*In-Refueling Water Storage Tank – IRWST*). Volumen rezervoarja znaša pri normalnih obratovalnih pogojih 1.940 m^3 in predstavlja izvor vode za sistem zasilnega hlajenja sredice za primer nesreče s taljenjem sredice. V primeru nesreče bi t.i. srednjetlačni sistem varnostnega vbrizgavanja dobavljal vodo najprej v hladno vejo reaktorskega hladila in nato dolgoročno v hladno in vročo vejo. Skupaj s toplotnimi izmenjevalniki nizkotlačnega sistema varnostnega vbrizgavanja takšen koncept zagotavlja hlajenje sredice v sili ne da bi se aktiviral sistem prhanja zadrževalnega hrama v primeru projektnih nesreč.

Sistem za odvod zaostale toplote

Sistem za odvod zaostale toplote je kombiniran s sistemom nizkotlačnega varnostnega vbrizgavanja (v fazi normalnega obratovanja je v pripravljenosti). Sistem odvaja zaostalo toploto iz sistema reaktorskega hladila

prek hladilne zanke sistema za hlajenje komponent (CCWS). V primeru težke nesreče odvaža zaostalo toploto iz zadrževalnega hrama sistem za odvod toplote zadrževalnega hrama. Njegova naloga je, da omejuje porast tlaka v zadrževalnem hramu (tlak zadrževalnega hrama mora biti znotraj projektnih vrednosti).

Prhanje zadrževalnega hrama

Pod kupolo zadrževalnega hrama sta dva obroča za prhanje zadrževalnega hrama. Sistem deluje v sklopu sistema za odvod toplote zadrževalnega hrama. V primeru nesreče imajo operaterji skoraj 12 ur časa za aktivacijo sistema zaradi velike prostornine zadrževalnega hrama (skoraj 80.000 m³). Izvor vode za prhanje je rezervoar vode za menjavo goriva, sistem ima še ustrezne črpalke in toplotne izmenjevalnike.

Zasilno električno napajanje (DG)

Zasilno električno napajanje je projektirano za zagotavljanje napajanja varnostnih sistemov v primeru izgube normalnega napajanja. Sistem vsebuje štiri dizel generatorje v ločenih zgradbah (vsak okoli 7 MW). Dodatno sta na razpolago še dva dizel generatorja moči 1 MW. S tem so doseženi cilji pri PSA (Probabilistic Safety/risk Assessment) analizah.

Varovanje v primeru težkih nesreč

Zasnova varnostnih komponent in ukrepi za blaženje nesreč pri EPR praktično eliminirajo stanja, ki bi vodila do izpustov radioaktivnosti za naslednje primere, ki jih sicer pri reaktorjih II. generacije štejemo med težke nesreče:

- taljenje sredice pri visokem tlaku v sistemu;
- interakcija taline in hladilne vode in
- eksplozije vodika znotraj zadrževalnega hrama.

V primerjavi s klasičnimi elektrarnami ima tlačnik poleg sistemov za nižanje tlaka reaktorskega hladila EPR tudi posebne ventile, ki omogoča hitro redukcijo tlaka tudi v primeru odpovedi linij z razbremenilnimi ventili na tlačniku.

V primeru težke nesreče se pri povišani temperaturi srajčk goriva ob reakciji Zr in vode lahko sprostijo v zadrževalni hram velike količine vodika. Ker bi lahko prišlo do velikih tlačnih konic pri eksploziji vodika, ima za take primere zadrževalni hram EPR notranjo betonsko lupino, ki varuje njegovo celovitost. Dodatno so v zadrževalnem hramu zgorevalne peči za vodik, ki v vseh stanjih ohranjajo povprečno koncentracijo vodika pod 4 %.

Reaktorska votlina je projektirana za zbiranje staljene sredice v primeru zloma reaktorske posode. Površina reaktorske votline je zaščitena s posebnim betonom, ki je prevlečen z zaščitno plastjo cirkonijevega oksida. V primeru taljenja sredice se talina, ki pobegne iz reaktorske posode zbira, zadrži ter nadzorovano hladi v posebnem prostoru znotraj zadrževalnega hrama – lovilcu staljene sredice. Lovilec ščiti temelje jedrskega otoka pred poškodbami. Prostor velikosti 170 m³ zadošča tudi za učinkovito hlajenje. Pretok taline iz reaktorske posode se bi začel v primeru stalitve kovinskega čepa v prostoru, ki loči reaktorsko votlino od prelivnega kanala. Ko bi v takih primerih talina prišla do omenjenega prostora, bi se aktiviral pasivni sistem, ki bi omogočil gravitacijski pretok vode v zadrževalnem hramu.

4.3.2.3.4 Sekundarni sistemi

V turbinski stavbi se nahajajo turbina, generator, kondenzator, sistem napajalne vode in drugi pripadajoči sistemi. Turbina EPR je zasnovana na osnovi francoske izvedbe turbine v elektrarni N4 in turbine v nemški elektrarni Konvoi. Nasičena para iz uparjalnikov teče skozi vstopne ventile (izolacijski in regulacijski ventili) do visokotlačne turbine po štirih linijah. Po ekspanziji pare v turbinah se kondenzirana para iz kondenzatorja prečrpa s kondenzatnimi črpalkami (kapaciteta $3 \times 50 \%$, predstavljajo nizkotlačni del sekundarnega sistema) skozi vrsto nizkotlačnih regenerativnih grelnikov, ki za gretje vode uporabljajo toploto odjemne pare iz turbine. Tri črpalke glavne napajalne vode (visokotlačni del sistema s kapaciteto $3 \times 50 \%$) pošiljajo vodo skozi visokotlačne regenerativne grelnike v uparjalnik.

4.3.2.3.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

Glede na zahteve EUR (European Utility Requirements) po upoštevanju obstoječih izkušenj in tehnologij so pri zasnovi sistemov instrumentacije in regulacije izhajali iz tehnologije, ki je že preizkušena v evropskih elektrarnah. Gre za uporabo digitalne tehnologije, kjer so za gradnike uporabili že dostopne (in torej tudi preizkušene) elemente. To velja predvsem za varnostno pomemben del instrumentacije in kontrolnih sistemov, ki sloni na TELEPERM-XS tehnologiji (ki jo že uporablja Framatome ANP), pri obratovalnem (ne-varnostnem) delu instrumentacije in regulacije pa so uporabljene tudi druge tehnologije.

Pri zasnovi varnostno pomembnih sistemov instrumentacije in regulacije so upoštevali princip globinske obrambe, ki je udeležena s pomočjo treh obrambnih linij:

- 1) regulacijski sistem ohranja parameter sistema znotraj normalnih obratovalnih meja,
- 2) če je parameter izven obratovalnih meja, omejevalni sistem (»Limitation system«) sproži ustrezne ukrepe za odpravo potrebe po proženju varnostnih sistemov in
- 3) če parameter preseže varnostno mejo, reaktorski varovalni sistem sproži ustrezne varnostne ukrepe.

Pri izvedbi so upoštevana načela redundantnosti, ločitve, raznolikosti in zanesljivosti. Za vsako izmed štirih redundantnih prog varnostnih sistemov obstaja poseben sistem instrumentacije in regulacije, ki je fizično ločen od ostalih. Povezave med posameznimi progami I&C so izvedene tako, da je zagotovljena napetostna ločitev (optične povezave).

Tabela 4.3-10: Varnostni razredi instrumentacijskega sistema EPR

Funkcionalni varnostni razred	Funkcije	Zahtevani nivo kvalitete opreme
F1A	Funkcije, potrebne za zagotovitev nadzora nad reaktorjem v primeru nesreče	E1A
F1B	Funkcije, potrebne za zagotovitev nadzora nad reaktorjem po nesreči Funkcije, namenjene odpravi tveganja za radioaktivne izpuste	E1B

F2	Ostale funkcije, ki prispevajo varnosti elektrarne (upoštevanje mej obratovalnih pogojev, nadzor razpoložljivosti varnostnih sistemov, zaščita pred učinki notranje povzročenih tveganj, detekcija / monitoring radioaktivnih sproščanj, funkcije, ki se uporabljajo med postopki po nesreči, itn.)	E2 (kot zahtevajo pravila načrtovanja in konstrukcije)
NC	Funkcije brez klasifikacije	—

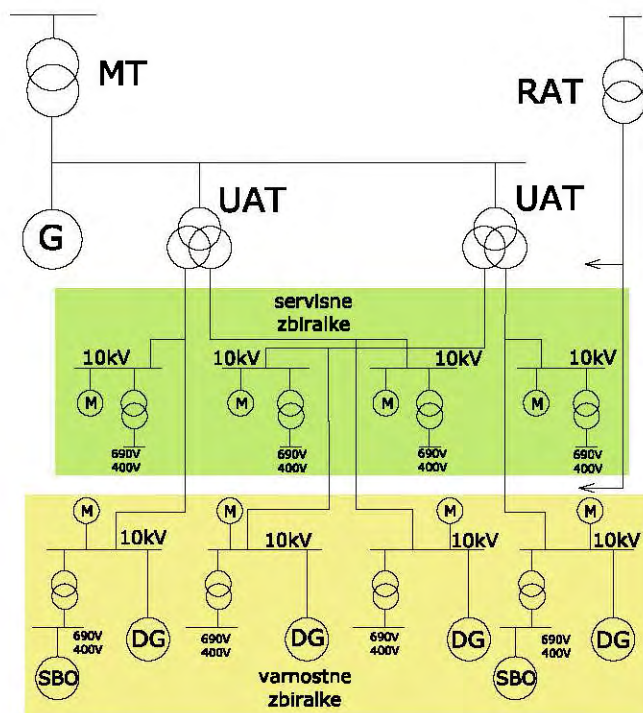
4.3.2.3.6 Električni sistemi

Generator

Nazivna moč generatorja je 1.992 MVA. Faktor moči je 0,9.⁶

Lastna raba elektrarne

Bistvo EPR-ovega električnega razdelilnega sistema (EDS) so štiri varnostne in štiri servisne proge (zbiralke), ki so med seboj popolnoma ločene. Te zbiralke so na srednji napetosti, 10 kV. Sistem razdelimo na normalni sistem napajanja (NPSS), ki se nahaja znotraj turbinskega otoka (4 servisne proge) in zasilni sistem napajanja (EPSS) znotraj jedrskega otoka (4 varnostne proge), od koder se napaja tudi nekaj komponent ne-varnostnega razreda. Napajalni sistem je zasnovan na principu $n+2$, kar pomeni, da je sistem funkcionalen tudi ob odpovedi dveh od štirih varnostnih prog, oz. ob okvari ene in vzdrževanju druge.



Slika 4.3-16: Lastna raba elektrarne EPR

⁶ Viri navajajo tudi nazivne moči 1900 – 1950 MVA in nazivno napetost 20 oziroma 26 kV.

Kadar elektrarna izgubi možnost zunanjega napajanja, se EPSS avtomatsko loči od NPSS, zaženejo pa se štiri neodvisni zasilni dizel generatorji (EDG), od katerih vsak prevzame po eno varnostno zbiralko. EPSS se deli na izmenične AC podsisteme in enosmerne DC podsisteme. Vse štiri varnostne zbiralke porabnikov nizkih moči so priključene tudi na lasten sistem brez-prekinitvenega napajanja (UPS) 220 V, ki lahko z baterijami napaja tako enosmerne porabnike razreda 1E kot, preko razsmernikov, tudi izmenične (MCC in I&C) porabnike razreda 1E. Baterije so zmožne napajati potrebne varnostne sisteme najmanj dve uri. Baterijski polnilci imajo tako kapaciteto, da so ob popolnoma praznih baterijah zmožni napajati breme in hkrati polniti baterijo. Poleg štirih 2-urnih baterij sta na voljo tudi dve 12-urni bateriji, po ena za progo 1 in 4. Vsaka varnostna zbiralka pokriva 100 % potrebnih moči za varno zaustavitev elektrarne.

V elektrarni sta poleg štirih zasilnih dizel generatorjev (EDG), ki omogočajo varno zaustavitev tudi v primeru projektne nesreče, na voljo še dva dodatna dizel generatorja (SBO diesel generator), ki skrbita za varno zaustavitev v primeru izgube vsega notranjega in zunanjega napajanja lastne rabe elektrarne, vključno z izgubo vseh štirih EDG-jev, vendar ne ob nesrečah. Nujno se morata zagnati v dveh urah po izgubi vsega napajanja, do takrat pa je enosmerno in preko razsmernikov tudi izmenično napajanje zagotovljeno z baterijami brezprekinitvenega sistema napajanja (UPS). Nizkonapetostni izmenični sistem za razdelilne omare motorskih pogonov (MCC) in ostalih bremen je postavljen na napetostih 690 V in 400 V.

4.3.2.4 EU-APR1400 (KHNP&KEPCO)

4.3.2.4.1 Splošni podatki

Tlačnovodni reaktor EU-APR1400 s toplotno močjo 3.983 MW je projekt, ki sta ga pripravili podjetji Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. (KHNP) in Korea Electric Power Corporation (KEPCO). Gre za evolucijski reaktor, ki temelji na korejskem reaktorju OPR1000.

Razvoj zasnove reaktorja APR-1400 se je začel leta 1992, maja 2002 pa je reaktor dobil certifikat korejske uprave za jedrsko varnost. Vloga za certificiranje v ZDA je bila upravi za jedrsko varnost (NRC) predložena decembra 2014. Septembra 2018 je NRC izdal končno poročilo o oceni varnosti in standardno odobritev zasnove, s katerim je ugotovil, da je projekt tehnično sprejemljiv. Aprila 2019 je NRC odobril še pravilo za certificiranje standardne zasnove APR-1400.

Prvi reaktor APR1400 je dosegel kritičnost 29. decembra 2015 v Shin-Kori v Južni Koreji, decembra 2016 pa je začel s komercialnim obratovanjem (Shin Kori 3). Na isti lokaciji je septembra 2019 začel s komercialnim obratovanjem tudi drugi APR1400 (Shin Kori 4), predvideni pa sta še dve enoti. V Južni Koreji sta na lokaciji Shin-Hanul v gradnji še dodatni dve enoti. Izven Južne Koreje pa je gradnja ene enote v Barakahu v Združenih arabskih emiratih zaključena, na tej lokaciji so v gradnji še tri enote.

Po navedbah proizvajalca je EU-APR1400 prilagojen dizajn za evropski trg, ki je skladen z zahtevami EUR Rev. D, IAEA SSR-2/1 in WENRA ter priporočili stresnih testov EU. Dizajn EU-APR1400 je bil pregledan tudi iz strani EUR. Oktobra 2017 je organizacija EUR podelila certifikat o pregledu ustreznosti z EUR zahtevami. Referenčni objekt predstavlja elektrarna Shin-Kori, enota 3, ki je začela s komercialnim obratovanjem februarja 2017.

Osnovna zasnova reaktorja EU-APR1400 je enaka zasnovi APR1400. Reaktor ima dve hladilni zanki. Predvidena življenjska doba reaktorja je 60 let, gorivni cikel pa je 18 mesečni z možnostjo razširitve na 24 mesecev. V spodnji tabeli (**Tabela 4.3-11**) so navedene nekatere lastnosti reaktorja.

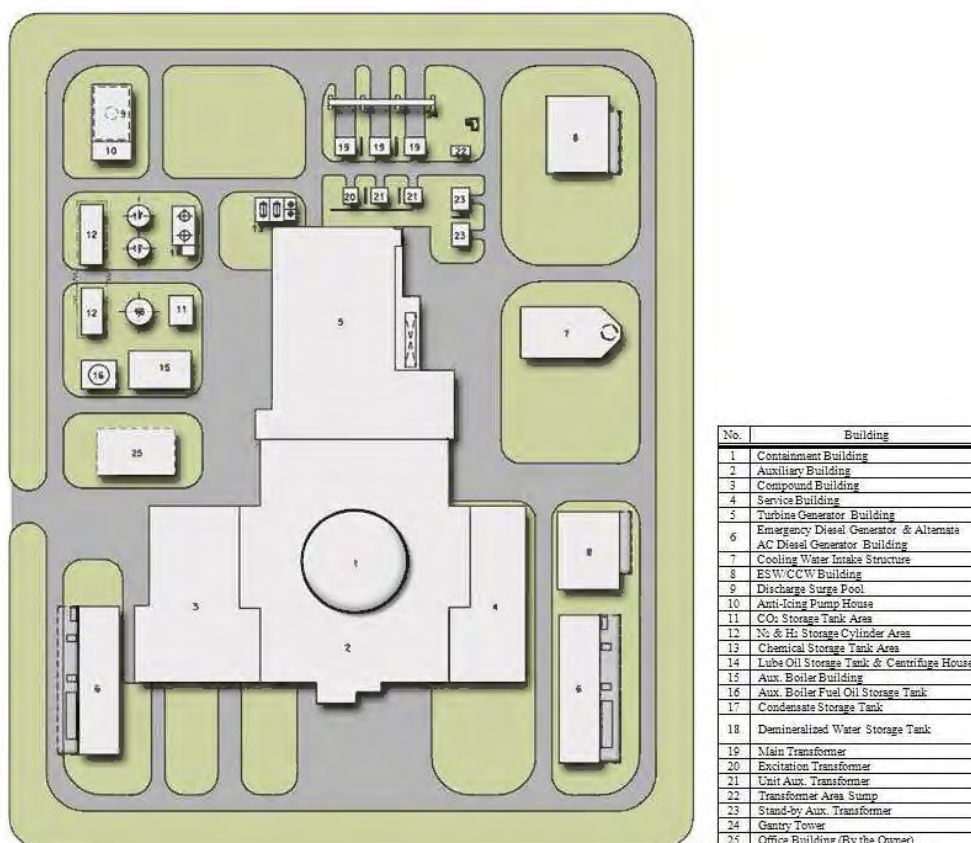
Tabela 4.3-11: Osnovni podatki reaktorja EU-APR1400

Električna moč (neto / bruto)	1.400 MW
Termična moč	3.983 MW
Število hladilnih zank	2
Gorivo	Sintran UO ₂
Gorivni cikel	18 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	22 dni
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	35 %
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	več kot 90 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	$2,25 \times 10^{-6}$ /leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	$7,19 \times 10^{-7}$ /leto

Proizvajalec je vključil spekter inženirskih izboljšav, ki temeljijo na izkušnjah delovanja reaktorja OPR1000 in izboljšujejo varnost, ekonomičnost in zanesljivost delovanja. Reaktorski hladilni sistem EU-APR1400 je identičen sistemu v OPR1000. Glavno vodilo proizvajalca je bila poenostavitev zasnove elektrarne, gradnje in njenega delovanja. Novosti v zasnovi predstavljajo:

- podaljšana obratovalna doba reaktorja,
- pilotsko upravljani varnostni razbremenilni ventili (pilot operated safety relieve valve, POSRV) na tlačniku,
- štiri vejni sistem varnostnega vbrizgavanja z neposrednim vbrizgavanjem v reaktorsko posodo (DVI),
- vrtnična votlina (fluidic device, FD) v posodi za varnostno vbrizgavanje, ki pasivno omejuje pretok vode iz sistema varnostnega vbrizgavanja, skozi reaktorski hladilni sistem in zlom v atmosfero zadrževalnega hrama, ko je povratni kanal ponovno napolnjen,
- zbiralnik vode za menjavo goriva v zadrževalnim hramu (IRWST).

Koncept generalne postavitve EU-APR1400 je za varnostne sisteme razvit na podlagi koncepta N + 2. Območje proizvodnje je sestavljeno iz zadrževalnega hrama, pomožne zgradbe, turbinske zgradbe ter storitvene zgradbe kot je prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-17**).



Slika 4.3-17: Razporeditev zgradb EU-APR1400

Zadrževalni hram EU-APR1400 je sestavljen iz primarne in sekundarne zgradbe. Varnostne strukture, sistemi in komponente (NSSS) so nameščeni v primarnem zadrževalnem hramu. Sekundarna zadrževalna zgradba pa v celoti zajema primarno zadrževalna zaščito.

Tabela 4.3-12: Osnovni podatki zadrževalnega hrama reaktorja EU-APR1400

Premer zadrževalnega hrama	52,6 m
Višina zadrževalnega hrama	82,5 m
Debelina kovinske obloge	6 mm
Debelina betonske lupine (obod)	1,5 m
Debelina betonske lupine (kupola)	1,5 m
Projektni notranji nadtak	4,14 bar

Pomožna zgradba je sestavljena iz električnega nadzornega območja, območja za ravnanje z gorivom, območja za uravnavanje kemijske sestave in prostornine (CVCS) in objekta glavnega parnega ventila. Znotraj pomožne stavbe so sistemi in podsistemi, ki izvajajo varnostne funkcije v enem kvadrantu strukturno ločeni od drugih kvadrantov in sistemov, tako da je vsak kvadrant fizično zaščiten pred notranjimi nevarnostmi. Poleg strukturnih komponent obstajajo komponente, ki so namenjene zagotavljanju biološke zaščite in zaščita pred tornadi in turbinskimi izstrelki.

4.3.2.4.2 Primarni sistem

Spodnja slika (**Slika 4.3-18**) prikazuje reaktorski hladilni sistem, ki se nekoliko razlikuje od klasičnega v II. generaciji reaktorjev, saj sestoji iz dveh zank, ki imata za kroženje hladila vsaka en uparjalnik, dve hladni veji v kateri sta vgrajeni hermetično zaprti primarni črpalki in eno vročo vejo. Dodatno ima reaktorski hladilni sistem še tlačnik, povezujoče cevovode, ventile in instrumentacijo za regulacijo in proženje varnostnih sistemov. Primarno hladilo se hladi v dveh uparjalnikih. Para, ki nastane na sekundarni strani uparjalnikov, poganja turbino in se kondenzira v kondenzatorju, ki ga hladi končni ponor toplote (hladilni stolpi, rečna ali morska voda). Reaktorski hladilni sistem (RCS) predstavlja drugo pregrado pred širjenjem radioaktivnega materiala.

**Slika 4.3-18:** Primarni sistem EU-APR1400

Značilnost reaktorske posode EU-APR1400 so štiri vstopne šobe za štiri hladne veje. Reaktorska tlačna posoda je izdelana tako, da so vse penetracije (razen instrumentacijskih penetracij) nad zgornjim nivojem sredice, kar minimizira možnosti za puščanje hladila. Sestavljena je iz odstranljive, kovane, zgornje polkroglaste zapiralne glave, treh kovanih, valjastih obročev, kovane polkroglaste spodnje glave, kovanih prirobnic na zapiralni glavi ter kovanih šob. Valjasti obroči, ki so najbolj obsevani del reaktorske posode, so med sabo zvarjeni. Obroči so takšne velikosti, da se zvari med njimi ne nahajajo v aktivnem delu sredice. Spodnja glava je privarjena na valjast del. Toplotna izolacija na spodnjem delu reaktorske posode je nameščena tako, da omogoča hlajenje zunanje strani posode z vodo (External Reactor Vessel Cooling (ERVC)). Cevi vročih in hladnih vej primarnega sistema so iz enega kosa, vključno s šobami za instrumentacijo in povezovalnimi šobami za pomožne sisteme.

Tlak v primarnem sistemu vzdržuje tlačnik z veliko akumulacijsko sposobnostjo (prostornina 68 m³ kar je za ~ 2,4-krat večja od prostornine tlačnika v NEK). Velika prostornina tlačnika omejuje odklone od normalnih stanj med prehodnimi pojavi, kar povečuje varnostne rezerve in zanesljivost obratovanja jedrske elektrarne. Nivo tlačnika je programiran tako, da v kombinaciji s sistemom za uravnavanje kemijske sestave in prostornine (CVCS) absorbira vse spremembe tlaka. Program ima vgrajeno kompenzacijo za dnevno sledenje bremenu. Grelci s skupno močjo 2.400 kW se uporabljajo za dvig primarnega tlaka, prhe pa za njegovo nižanje. Štirje varnostni ventili na tlačniku varujejo RCS pred previsokim tlakom. Z dvema razbremenilnima linijama so povezani z zbiralnikom vode za menjavo goriva v zadrževalnim hramu (IRWST). Ta se nahaja v talni plošči med sekundarnim ščitom in steno zadrževalnega hrama. Nastavitev odpiranja varnostnega ventila je osnovana na obratovalnih pogojih z izgubo bremena. Med delovanjem je skozi tlačnik ohranjen majhen tok skozi prhe, s katerim se prepreči razslojevanje koncentracije bora in razslojenost temperature.

Tabela 4.3-13: Osnovni podatki primarnega kroga EU-APR1400

Temperatura hladila v hladni zanki / vroči zanki	290,6 °C/323,9 °C
Število gorivnih elementov	241
Tip gorivnega elementa	16x16
Aktivna dolžina goriva	3,81 m
Povprečna linearna toplotna moč	18,38 kW/m
Število regulacijskih palic	63
Notranji premer reaktorske posode	4,63 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih zvarov
Pretok hladila skozi reaktor	101.335 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	15.211 m ²
Prostornina tlačnika	68 m ³

4.3.2.4.3 Varnostni sistemi

V primerjavi z referenčnim dizajnom APR1400, ima EU-APR1400 izboljšano zasnovo varnostnih sistemov. Za sisteme za obvladovanje težkih nesreč veljajo strožji kriteriji sprejemljivosti. Za zagotavljanje boljše zaščite pred zunanjimi nevarnostmi (npr. padec komercialnega letala) zasnova EU-APR1400 vključuje

dvojni zadrževalni hram, pomožne zgradbe, v katerih so nameščeni varnostni sistemi (ESF, EDGs), pa so dodatno ojačane in fizično ločene. V primerjavi z referenčnim dizajnom, EU-APR ekskluzivno vsebuje:

- Pasivni sistem za zadrževanje in hlajenje sredice zunaj reaktorske posode (Passive Ex-vessel corium retaining and Cooling System, PECS) in
- Sistem za filtrirano odzračevanje zadrževalnega hrama (Containment Filtered Vent System, CFVS).
- Varnostni sistemi za obvladovanje projektnih nezgod so varnostnega razreda 2 in zasnovani po načelu N+2, ki zagotavlja razpoložljivost varnostne funkcije ob morebitni enojni odpovedi SSK, kot tudi v primerih, da katerakoli komponenta pomožnega oz. dodatnega sistema, ki vpliva na zagotavljanje varnostne funkcije, sočasno ni razpoložljiva zaradi popravila oz. vzdrževanja. Primeri takšne opreme so:
 - Sistem NSSS: sistem varnostnega vbrizgavanja, zaustavitveni hladilni sistem, sistem pomožne napajalne vode,
 - Sistem prh zadrževalnega hrama,
 - Sistem za hlajenje komponent, sistem bistvene oskrbne vode,
 - Sistem za ogrevanje, ventilacijo in klimatizacijo zraka,
 - Varovalni sistem reaktorja, sistem za proženje varnostnih sistemov.

Varnostni sistemi za obvladovanje pričakovanih obratovalnih dogodkov (AOO), kompleksnih sekvenc (DEC Complex Sequences) in težkih nesreč (DEC Severe Accident) so zasnovani po načelu enojne odpovedi (koncept N+1). Namenski sistemi za obvladovanje težkih nesreč (DEC Severe Accident) so neodvisni od varnostnih sistemov za obvladovanje kompleksnih sekvenc (DEC Complex Sequences).

Sistemi za zasilno hlajenje sredice

Sistem varnostnega vbrizgavanja (safety injection system, SIS) sestoji iz aktivnih in pasivnih sistemov vbrizgavanja. Aktivni del sestavljajo štiri veje, od katerih ima vsaka svojo črpalko in ustrezne ventile. Vsaka od črpalk ima ločeno zajemno vejo v IRWST in svojo vejo do DVI šobe na reaktorski posodi. Pasivni del sistema sestoji iz štirih enakih rezervoarjev (akumulatorjev) za varnostno vbrizgavanje (safety injection tank, SIT). V SIT je nameščena tudi pasivna naprava, vrtnična votlina (fluidic device, FD), za uravnavanje pretoka. SIS sestavljata še dva rezervoarja za polnjenje sistema za varnostno vbrizgavanje (safety injection filling tank, SIFT). Glavni funkciji SIS sta varnostno vbrizgavanje in varna zaustavitev.

Sistem varnostnega vbrizgavanja je načrtovan za primer izlivne nezgode, omogoča pa dolgoročno vbrizgavanje borirane vode v primeru zloma cevi v uparjalniku (steam generator tube rupture, SGRT), zloma parovoda (steam line break, SLB) ali v primeru izmeta regulacijskega svežnja. Borirana voda, ki jo vbrizga SIS, zagotavlja tako hlajenje, kot regulacijo reaktivnosti v primeru naštetih dogodkov. SIS omejuje poškodbe goriva, ohranja hladljivo geometrijo sredice, omejuje reakcijo srajčke z vodo in odnaša toploto iz sredice. SIS vzdržuje podkritičnost sredice v daljšem obdobju po izlivni nezgodi. Črpalke SIS je mogoče uporabiti tudi med postopkom napajanja in izpuščanja (feed and bleed) skozi tlačnik.

SIS vsebuje dovolj velike koncentracije bora, da vzdržuje podkritičnost reaktorja v primeru varne hladne zaustavitve, četudi regulacijska palica z najvišjo vrednostjo reaktivnosti ostane izven sredice.

Štirje enaki SIT (akumulatorji) vsebujejo borirano vodo in so pod tlakom 42,1 bar (610 psig) s pomočjo dušika. Ti predstavljajo pasivni sistem, saj za njihovo delovanje ni potrebno posredovanje operaterja ali

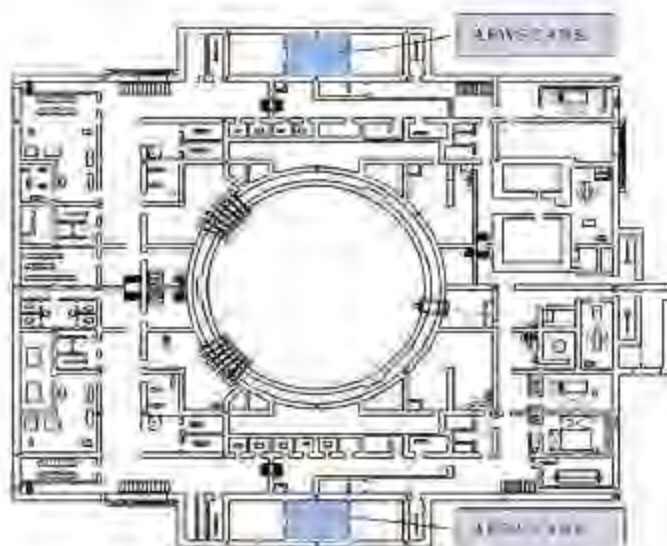
električnega signala. Dva kontrolna ventila izolirata sistem od RCS med običajnim obratovanjem. Ko tlak v RCS pade pod tlak v rezervoarjih, se kontrolna ventila odpreta in omogočita praznjenje SIT. Vsak od SIT vsebuje vrtnično votlino (fluidic device, FD), ki omejuje pretok iz SIT, ko se ta dovolj izprazni. Vrtnična votlina v primeru izlivne nezgode preprečuje prehitro prelivanje vode iz SIT skozi RCS v atmosfero zadrževalnega hrana, ko je enkrat povratni kanal (downcomer) reaktorske posode poln. S tem zniža potrebo po količini vode v SIS.

Cevovode SIS ni mogoče napolniti s pomočjo gravitacije, saj je IRWST nameščen nižje od najvišje točke SIS. V pomožni zgradbi sta zato na višino 47,55 m nameščena dva SIFT, ki lahko napolnita SIS s pomočjo gravitacije. Tako je mogoče odstraniti pline, ki bi se lahko nabrali v ceveh SIS. S tem se prepreči mogoče hidravlične udare, kavitacijo v črpalkah in črpanje nekondenzibilnih plinov (zraka, dušika, vodika). Določeno je, da je postopek gravitacijskega polnjenja SIS potrebno izvajati enkrat mesečno.

Električno napajanje črpalk SIS je mogoče izvesti iz turbogeneratorja, iz zunanjega vira napajanja ali iz dizelskih generatorjev. Napajalne povezave potekajo po štirih neodvisnih vejah. V primeru enojne odpovedi električnega napajanja so za zaščito sredice na voljo vsaj tri črpalke SIS. Odpovedi izven varnostne opreme ne ogrožajo redundanca SIS. Komponente SIS so zaščitene pred notranjim poplavljanjem, ki bi onemogočilo delovanje varnostne opreme.

Sistem pomožne napajalne vode

Sistem pomožne napajalne vode (auxiliary feedwater system, AFWS) je neodvisen varnostni sistem za dovajanje pomožne napajalne vode do uparjalnikov. Ena od funkcij sistema je zasilno napajanje uparjalnikov v primeru nezgode. AFWS sestoji iz dveh vej. Vsaka veja ima motorno in turbinsko črpalko, od katerih ima vsaka črpalka zadostno kapaciteto za ohlajanje enega uparjalnika. Veja zajema pomožno napajalno vodo v enem od dveh rezervoarjev (auxiliary feedwater storage tank, AFWST) in napaja svoj uparjalnik.



Slika 4.3-19: Lokaciji AFWST tankov pri EU-APR1400

Vsak rezervoar ima dovoljšno kapaciteto vode za 24 urno obratovanje v pogojih vroče zaustavitve in sledečem, do 48 ur dolgem ohlajanju reaktorskega hladilnega sistema, po katerem lahko sredico ohlaja

zaustavitveni hladilni sistem (shutdown cooling system, SCS). Veji lahko zajemata vodo na kateremkoli rezervoarju. AFWS ima cevovod do izvorov vode izven varnostnega razreda (shranjevalnika kondenzata (condensate storage tank) in rezervoarja navadne vode (raw water storage tank)), s katerim je mogoče s pomočjo gravitacije napajati črpalke AFWS. Dodatno je mogoče napajati rezervoarje AFWST skozi zunanje dovodne linije v primeru, da zmanjka vode iz AFWST in iz virov izven varnostnega razreda.

Turbinske črpalke poganja para iz pripadajočega uparjalnika. Za turbino je z izpuhom skozi streho para izpuščena v okolje. Hitrost turbine je nadzorovana avtomatsko s krmilnim ventilom, ki ohranja potreben tok pomožne napajalne vode. V normalnih pogojih obratovanja je parovod do izolacijskega ventila turbinske črpalke vzdrževan na tlaku in blizu temperature obratovanja. S tem se preprečuje termični šok ob zagonu turbinske črpalke.

AFWS se uporablja za hlajenje v primerih, ko je temperatura reaktorskega hladila previsoka za hlajenje s SCS in je sistem glavne napajalne vode neoperabilen. Sistem se uporablja ob naslednjih dogodkih:

- izguba glavne napajalne vode (loss of normal feedwater),
- zlom parovoda (main steam line break, MSLB) ali zlom cevi napajalne vode (feedwater line breaks, FLB),
- zlom cevi uparjalnika (steam generator tube rupture, SGTR),
- ob prehodnih pogojih ali predpostavljenih neizgodah, kot je zaustavitev reaktorja,
- dogodki, katerih posledica je izpad električnega napajanja (station blackout, SBO),
- majhna izlivna nezgoda (small-break loss-of-coolant accident, SBLOCA),
- pričakovani prehodni pojav brez zaustavitve reaktorja (anticipated transients without scram, ATWS).

Za preprečevanje vnosa prevelike količine vode in s tem preprečevanje prepolnitve uparjalnika ali povzročitve prekomernega tlaka v zadrževalnem hramu je vsaka veja AFWS opremljena z omejevalcem toka (cavitating venturi).

Sistemi hlajenja zadrževalnega hrama

Sistem prh zadrževalnega hrama (containment spray system, CSS) znižuje tlak in temperaturo v zadrževalnem hramu v primeru projektne nezgode ter ju vzdržuje na sprejemljivo nizkih vrednostih. Poleg tega CSS izpira fizijske produkte iz atmosfere zadrževalnega hrama po izlivni nezgodi. Kapaciteta sistema za prhanje zadrževalnega hrama (containment spray system, CSS) je dovoljšna, da v primeru izlivne nezgode ali zloma parovoda zniža tlak v zadrževalnem hramu vsaj na polovico izračunanega maksimalnega tlaka zadrževalnega hrama v 24-ih urah. Maksimalen nadtlak v zadrževalnem hramu je 4,14 bar.

CSS sestavljata dve veji od katerih ima vsaka sto odstotno kapaciteto. Vsako vejo sestavlja črpalka za prhe zadrževalnega hrama (containment spray pump, CSP), prenosnik toplote (containment spray heat exchanger, CSHX), prenosnik toplote za majhne pretoke (containment spray mini flow heat exchanger), glava prh ter pripadajoči ventili. CSP zajema vodo iz IRWST in jo skozi CSHX črpa skozi prhe v zadrževalni hram. Voda se nato zbira v zadrževalniku (holdup volume tank, HVT), od koder odteče nazaj v IRWST. CSS je napajan iz fizično in električno neodvisnih in redundantnih zasilnih virov napajanja, kot tudi običajnih zunanjih virov.

CSS je zasnovan na način, da so črpalke za hlajenje zadrževalnega hrama funkcijsko zamenljive s črpalkami zaustavitvenega hladilnega sistema, ko slednje niso potrebne za izvajanje njihove projektirane funkcije. Operacijo prestavitve je mogoče izvesti iz glavne komandne sobe (main control room, MCR). Kadar so črpalke zaustavitvenega hladilnega sistema v funkciji črpalk CSS, prevzamejo tudi proženje na signale, na katere se sicer prožijo črpalke CSS. CSS je zasnovan, da lahko deluje kot rezerva za zaustavitveni hladilni sistem za hlajenje vode v IRWST med operacijo napajanja in izpuščanja (feed-and-bleed) med uporabo sistema za zasilno vbrizgavanje in ventilov POSRV na tlačniku.

Rezervni zasilni sistem prh zadrževalnega hrama (emergency containment spray backup subsystem, ECSBS) je sistem za blaženje težke nesreče. Predstavlja alternativo za prhe zadrževalnega hrama v primeru nezgode, ki presega projektno nezgodo in v kateri bi odpovedali obe črpalke zaustavitvenega hladilnega sistema (SCP), obe črpalke za prhe zadrževalnega hrama, ter IRWST ne bi bil na voljo. Sistem je predviden za vklop 24 ur po težki nesreči, da prepreči odpoved zadrževalnega hrama. Namesto črpalke je uporabljeno gasilsko vozilo oziroma dizelska požarna črpalka. Vodo zajema iz zunanjih virov: iz rezervoarja reaktorske dodatne vode, rezervoarja demineralizirane vode, rezervoarja sveže vode ali drugega rezervoarja navadne vode.

Osamitev zadrževalnega hrama (containment isolation system, CIS) je sistem, ki omogoča običajno ali zasilno pretakanje tekočin skozi stene zadrževalnega hrama. Pri tem ohranja celovitost zadrževalnega hrama. CIS preprečuje ali omejuje izpuste fizijskih produktov v okolje, ki bi lahko nastali ob hipotetični nesreči. Za doseg osamitve so na ceveh, ki prebadajo steno zadrževalnega hrama, nameščeni osamitveni ventili. V primeru hipotetične projektne nezgode sistem osami sisteme tekočin, ki niso pomembni za varnost.

Sistem regulacije in nadzora vodika v zadrževalnem hramu je sistem za uravnavanje vnetljivih plinov, predvsem vodika, v atmosferi zadrževalnega hrama. Regulacija plina poteka s pomočjo pasivnih avtokatalitskih peči za vodik (passive autocatalytic recombiner, PAR). V zadrževalnem hramu je nameščenih 46 PAR-ov.

Zasilno električno napajanje (DG)

Reaktor EU-APR1400 ima štiri dizelske generatorje (EDG-je), ki so razreda 1E. Vsak dizelski generator napaja svojo 4,16 kV zbiralko v primeru izgube zunanjega napajanja (loss of offsite power, LOOP). Kot pomožni vir izmeničnega toka je predviden generator s plinsko turbino (gas turbine generator, GTG), ki pa ni razreda 1E. GTG napaja zbiralko za izven varnostne sisteme (permanent non-safety bus) med LOOP in eno 4,16 kV zbiralko razreda 1E med izpadom električne energije (station blackout, SBO). V primeru nezgode, ki presega projektno nezgodo, je izmenični električni sistem razreda 1E lahko napajan iz dveh mobilnih generatorjev. Povezava med mobilnim generatorjem in 4,16 kV zbiralko razreda 1E je vodotesna. Dizelski generatorji so pripravljeni za napajanje v 17 s po proženju ESFAS signala (SIAS, AFAS, CSAS) in napajajo svojo 4,16 kV zbiralko razreda 1E v 19 s. GTG doseže predpisano napetost in frekvenco znotraj dveh minut po signalu zagona.

Varovanje v primeru težkih nezgod

V dizajnu EU-APR1400 so nameščeni naslednji sistemi za obvladovanje težkih nesreč:

- Sistem za hitro tlačno razbremenitev (Emergency Reactor Depressurization System),

- Sistem regulacije in nadzora vodika v zadrževalnem hramu (Hydrogen Mitigation System),
- Sistem prh zadrževalnega hrama za namen težke nesreče (Severe Accident Containment Spray System),
- Sistem za hlajenje komponent za namen težke nesreče (Severe Accident Dedicated Component Cooling Water System),
- Sistem bistvene oskrbne vode za namen težke nesreče (Severe Accident Dedicated Essential Service Water System),
- Pasivni sistem za zadrževanje in hlajenje sredice zunaj reaktorske posode, t.j. lovilec sredice (Passive Ex-vessel corium retaining and Cooling System),
- Sistem za filtrirano odzračevanje zadrževalnega hrama (Containment Filtered Vent System).

4.3.2.4.4 Sekundarni sistemi

Uparjalnika EU-APR1400 sta zasnovana tako, da lahko preneseta 4.000 MW termične energije iz primarnega kroga v sekundarnega. Cevi uparjalnika so iz Ni-Cr-Fe zlitine INCONEL 690 in so polno uvaljane v cevno steno. V dveh uparjalnikih sekundarna voda z vrenjem hladi primarno hladilo. U-cevi uparjalnika predstavljajo tlačno mejo primarnega sistema. Maksimalni premer uparjalnika je 6.172 metrov. Turbina z generatorjem je projektirana tako za obratovanje v pasu kot tudi za sledenje bremenu. Turbinsko postrojenje je sestavljeno iz visokotlačne turbine in treh nizkotlačnih turbin. Projekt predvideva vmesno izločevanje vode in pregrevanje pare. Na vstopni strani je visokotlačna turbina povezana preko zaustavitvenih ventilov na glavni parovod. Na izstopni strani nizkotlačne turbine je postrojenje povezano s kondenzatorjem.

4.3.2.4.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

Sistem instrumentacije in regulacije je osnovan na naprednih digitalnih tehnologijah, kot so digitalna podatkovna komunikacija, omrežno distribuirani digitalni regulacijski (nadzorni) sistem in na delovnih postajah temelječ kompaktni človeški sistemski vmesnik v komandni sobi. Načelo raznolikosti se uporablja, kadar so v celotnem sistemu I&C uporabljeni programsko zasnovani sistemi EU-APR1400. Da bi zadostili temu načelu je I&C sistemska arhitektura EU-APR1400 sestavljena iz štirih neodvisnih in raznolikih platform. Prva je varnostno kvalificiran programabilen logični regulator (programmable logic controller, PLC), drugi je porazdeljen regulacijski sistem (distributed control system, DCS) za podatkovno procesiranje in regulacijo sistemov, ki niso varnostno kvalificirani. Tretja platforma je FLC (logični krmilnik na osnovi FPGA) in četrta platforma SLLD (enojna Loic Loic Device).

Verjetnost, da se zgodi CCF (common cause failure) je pomembno vprašanje, ker se programska oprema uporablja za zaščito sistemov v EU-APR1400 I&C. Načelo raznolikosti se uporablja za varnostne sisteme I&C, ki so potrebni za doseganje varnosti funkcije v primeru predvidenih obratovalnih dogodkov in nesreč. Da bi zadostili temu načelu zasnove je izveden sistem raznovrstnega aktiviranja (diverse actuation, DAS) z namenom ustavitve reaktorja v nadzorovano stanje po predvidenih obratovalnih dogodkih ali nesrečah. DAS je sestavljen iz naslednjih stikal: DPS (diverse protection system), DIS (diverse identification system) in stikala DMA (diverse manual ESF actuation).

4.3.2.4.6 Električni sistemi

Električni sistem napajanja zagotavlja električno napajanje pomožnim sistemom med normalnim obratovanjem in napaja varovalni sistem reaktorja (RPS) ter varnostne sisteme (EFS) ob nepravilnostih ali ob nezgodah. Glavni generator (main generator, MG) je zvezan z nizko-napetostnim navitjem glavnega transformatorja (main transformer, MT) in z visoko-napetostnim navitjem pomožnih transformatorjev za lastno rabo (unit auxiliary transformers, UATs). Ob normalnem obratovanju je napajanje izvedeno iz MG preko UAT. Med zaganjanjem in zaustavljanjem elektrarne je napajanje izvedeno preko stikališča v MT in nato skozi UAT.

Zunanje prednostno napajanje je do stikališča povezano z dvema pomožnima transformatorjema v pripravljenosti (standby auxiliary transformers, SAT). Neodvisno električno napajanje za varnostne in izven varnostne sisteme omogočata takoj ob izgubi pomožnih transformatorjev za lastno rabo (unit auxiliary transformers, UATs).

Sistem lastne rabe (on-site power system) sestavljajo sistemi napajanja z izmeničnim tokom, sistemi napajanja z enosmernim tokom in sistemi napajanja instrumentacije in regulacije. Med sistemi napajanja z izmeničnim tokom so tako sistemi napajanja, ki so varnostnega razreda 1E (4,16 kV sistem, nizko-napetostni sistemi), zasilni dizelski generatorji (emergency diesel generators, EDGs), sistemi, ki niso razreda 1E (13,8 kV sistem, 4,16 kV sistem, nizko-napetostni sistemi), in pomožni viri izmeničnega toka (alternate alternating current, AAC).

Reaktor APR1400 ima štiri dizelske generatorje (EDG-je), ki so razreda 1E. Vsak dizelski generator napaja svojo 4,16 kV zbiralko v primeru izgube zunanjega napajanja (loss of offsite power, LOOP). Kot pomožni vir izmeničnega toka je predviden generator s plinsko turbino (gas turbine generator, GTG), ki pa ni razreda 1E. GTG napaja zbiralko za izven varnostne sisteme (permanent non-safety bus) med LOOP in eno 4,16 kV zbiralko razreda 1E med izpadom električne energije (station blackout, SBO). V primeru nezgode, ki presega projektno nezgodo, je izmenični električni sistem razreda 1E lahko napajan iz dveh mobilnih generatorjev. Povezava med mobilnim generatorjem in 4,16 kV zbiralko razreda 1E je vodotesna. Dizelski generatorji so pripravljeni za napajanje v 17 s po proženju ESFAS signala (SIAS, AFAS, CSAS) in napajajo svojo 4,16 kV zbiralko razreda 1E v 19 s. GTG doseže predpisano napetost in frekvenco znotraj dveh minut po signalu zagona.

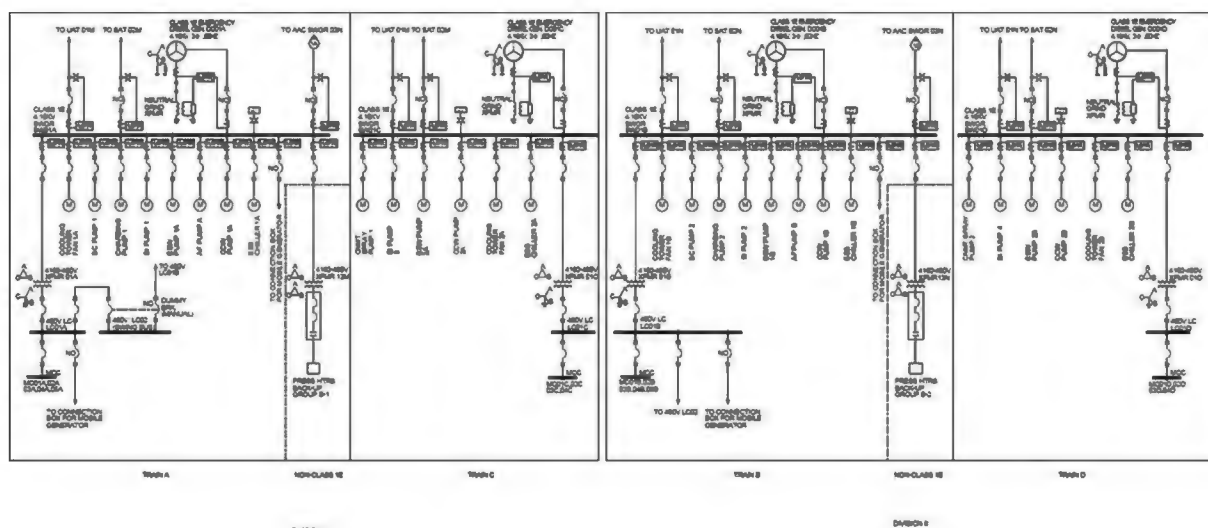
Bremena izmenične napetosti, ki spadajo v razred 1E, so razdeljena v dve redundantni skupini bremen. Vsaka od teh skupin ima dve neodvisni veji: A in C (skupina I) ter B in D (skupina II). Vsaka veja je lahko napajana iz vseh zgoraj naštetih virov (MG skozi UAT, MT in UAT, MT in SAT, EDG). Veja A ali B je lahko napajana tudi z AAC GTG. Dizelski generatorja, ki napajata veji A in B, lahko delujeta na moči 9.100 kW neprekinjeno in kratkoročno (2 uri) na moči 10.010 kW. Generatorja, ki napajata veji C in D, lahko neprekinjeno napajata z močjo 7.500 kW in kratkoročno z močjo 8.250 kW (**Slika 4.3-20**: 4,16 kV sistem izmenične napetosti razreda 1E).

Sistem enosmernega toka sestavljajo baterije, baterijski polnilci, regulacijski centri in razdelilne plošče, tako za sisteme razreda 1E, kot tiste, ki niso razreda 1E. Sistem napajanja instrumentacije in regulacije sestavljajo razsmernik, avtomatsko preklopno stikalo, regulacijski transformator in razdelilne plošče.

izmeničnega toka za opremo razreda 1E in opremo, ki ni razreda 1E. Sistem je razdeljen v štiri neodvisne podsisteme (veje A, B, C in D).

Baterije in polnilci služijo kot vir napajanja za enosmerne električne sisteme (125 V DC napajanje), razsmerniki pa za pretvorbo enosmerne napetosti v izmenično za potrebe sistema instrumentacije in regulacije. Skupaj ti trije sistemi tvorijo sistem neprekinjenega napajanja (uninterruptible power supply, UPS), ki je zanesljiv vir 120 V AC napajanja.

Baterije zagotavljajo napajanje za zasilno obratovanje varnostne in za varnost pomembne opreme, vključno za delovanje varovalnega sistema reaktorja (RPC) in varnostnih sistemov (ESF) med nepravilnim obratovanjem ali nezgodah.



Slika 4.3-20: 4,16 kV sistem izmenične napetosti razreda 1E

4.3.2.5 APR1000 (KHNP&KEPCO)

4.3.2.5.1 Splošni podatki

APR1000 je tlačni vodni reaktor moči 1.000 MW_e, generacije III+. Reaktor je razvilo korejsko podjetje Korea Hydraulic & Nuclear Power (KHNP), ki med drugim vključuje najsodobnejše napredne značilnosti reaktorja tipa EU-APR z namenom izboljšanja varnosti ter zmogljivosti obratovanja. Dizajn temelji na elektrarnah, ki že imajo licence za obratovanje in gradnjo, kot npr. OPR1000 in APR1400 v Koreji in Združenih Arabskih Emiratih.

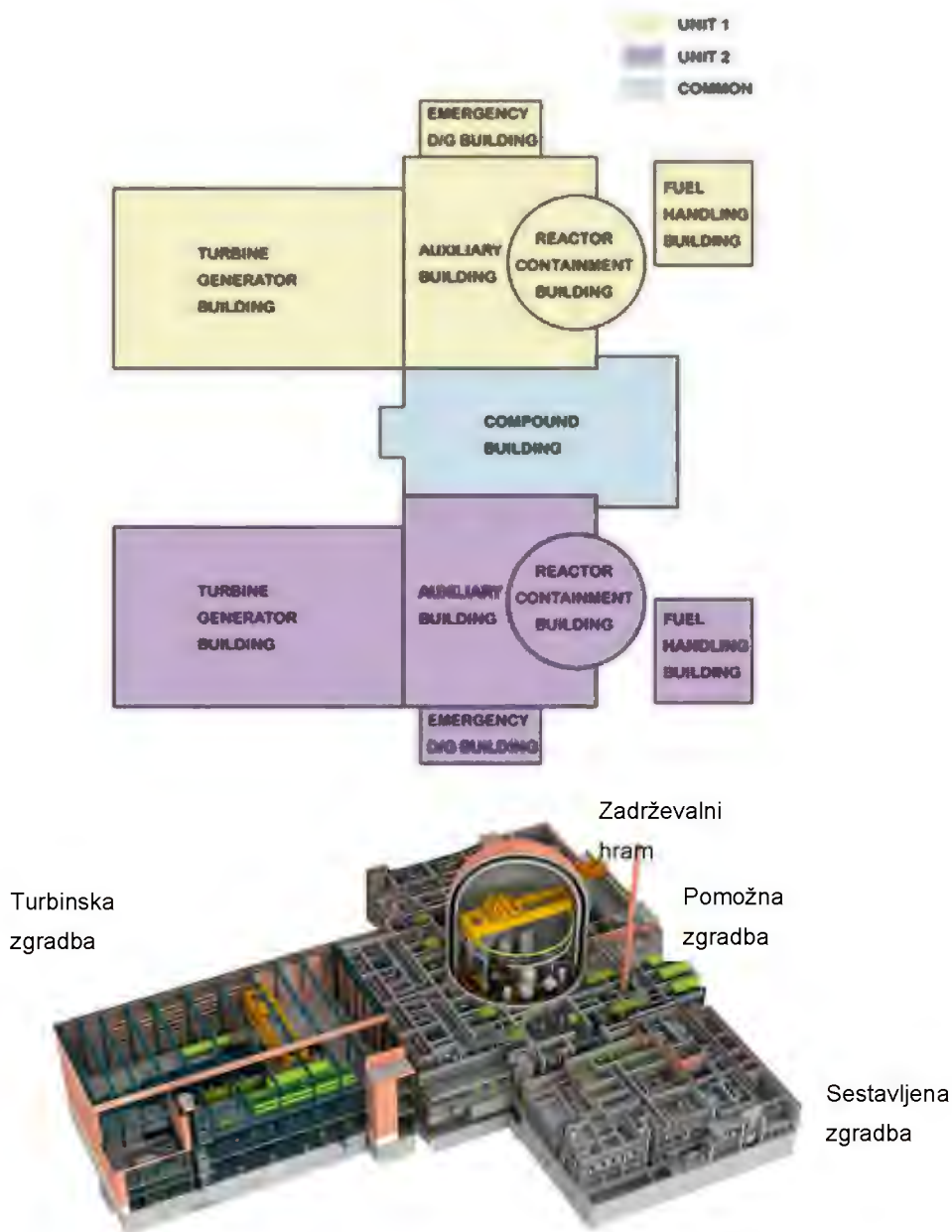
Zasnova APR1000 je bila razvita v skladu z najnovejšimi evropskimi zahtevami, kot so Zahodnoevropska zveza jedrskih regulatorjev (WENRA) in Mednarodna agencija za atomsko energijo (IAEA), pa tudi predpisov in smernic USNRC. Razvojna strategija APR1000 je izboljšati varnost obratovanja z odlično zmogljivostjo z vključitvijo naprednih tehnologij, ki temeljijo na dokazani zasnovi. Referenčna elektrarna APR1000 je OPR1000, od katerih je zadnja zgrajena enota Shin-Kori 2 v južni Koreji. V Koreji trenutno obratuje dvanajst enot OPR1000.

APR1000 je tlačnovodni reaktor (PWR) z dvema hladilnima zankama. Bruto električna moč APR1000 se giblje od 1.000 do 1.050 MW_e, odvisno od specifičnih pogojev na lokaciji in dobavitelja turbine. Ocenjena toplotna moč sredice znaša 2.815 MW_t, načrtovana toplotna moč NSSS pa 2.825 MW_t kar vključuje dodatek neto toplote iz reaktorskih hladilnih črpalk (RCP).

Tabela 4.3-14: Osnovni podatki reaktorja APR1000

Električna moč (neto / bruto)	od 1.000 do 1.050 MW
Termična moč	2.815 MW
Število hladilnih zank	2
Gorivo	UO ₂ , MOX
Gorivni cikel	18-24 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	/
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	35 %
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	Več kot 90 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	manj kot 10 ⁻⁶ /leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	manj kot 10 ⁻⁷ /leto

Splošna postavitev zgradb APR1000 je bila razvita na podlagi koncepta enojne enote, ki je razširljiv v dvojno. Ključne zgradbe APR1000 so reaktorska zgradba, pomožna zgradba, sestavljena zgradba, turbinska zgradba, zgradba za ravnanje z gorivom ter zgradba zasilnega dizel generatorja. Sestavljena zgradba vključuje območje nadzorovanega dostopa, območje obdelave radioaktivnih odpadkov in vroče strojnice, ki se v primeru dvojne enote običajno uporabljajo za obe enoti skupaj. Turbinska zgradba se nahaja v polotočni razporeditvi glede na zadrževalni hram, kot je to prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-21**).



Slika 4.3-21: Razporeditev zgradb APR1000

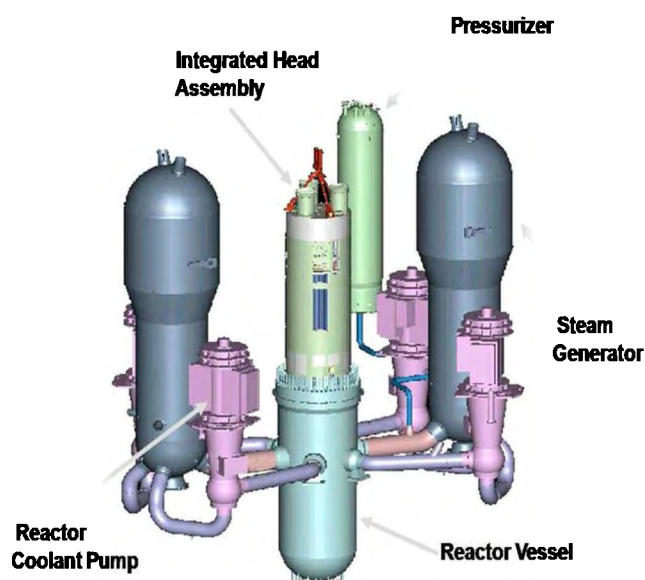
Zadrževalni hram APR1000 je sestavljen iz primarne in sekundarne zgradbe. Varnostne strukture, sistemi in komponente (NSSS) so nameščeni v primarnem zadrževalnem hramu. Sekundarna zadrževalna zgradba pa v celoti zajema primarno zadrževalno zaščito in predstavlja mehanski ščit pred trki letal in eksplozijami.

Tabela 4.3-15: Osnovni podatki zadrževalnega hrama APR1000

Premer zadrževalnega hrama	43,9 m
Višina zadrževalnega hrama	65,8 m
Projektni notranji nadtlak	3,94 bar

4.3.2.5.1 Primarni sistem

Konfiguracija primarne zanke APR1000 je enaka kot pri OPR1000, ki ima dve zanki reaktorskega hladila. Sistem za proizvodnjo pare (NSSS) je zasnovan za obratovanje z nazivno toplotno močjo 2.815 MWt. Bruto električna moč v turbinsko-generatorskem delu proizvede približno 1.050 MWe. Glavne komponente primarnega kroga so reaktorska posoda, dve zanki reaktorskega hladila, vsaka vsebuje po en vroč ter dva hladna kraka, uparjalnik in dve reaktorski črpalki (RCP) ter tlačnik na enem od vročih krakov. Dva uparjalnika in štiri RCP so razporejeni simetrično. Uparjalniki so nameščeni višje kot reaktorska posoda z namenom naravnega kroženja. Primarni sistem APR1000 je shematično prikazan na spodnji sliki (**Slika 4.3-22**).



Slika 4.3-22: Primarni sistem APR1000

Reaktorska sredica je sestavljena iz 177 gorivnih ter 73 kontrolnih elementov. Gorivni elementi (znan kot PLUS7TM) so razporejeni na način, da se pravokotno približajo valju ter zagotavljajo pozicije za 236 gorivnih palic (matrika 16 x 16). Matrika vključuje tudi štiri vodilne cevi in eno merilno cev za merjenje nevtronskega toka v sredici, ki je privarjena na distančne rešetke in je zaprta na vrhu in dnu okovja. Vsaka vodilna cev zaseda štiri položaje gorivnih palic in zagotavlja kanale, ki vodijo kontrolne elemente po celotni dolžini. Instrumentacija sredice je usmerjena v dno gorivnih elementov skozi spodnjo glavo reaktorske posode.

Gorivo reaktorja vsebuje nizko obogaten UO_2 v obliki keramičnih peletov, ki so položeni v predtlačno hermetično zaprtih ZIRLO ceveh. Absorpcijski materiali, ki se uporabljajo za kontrolne palice na polni moči, so peleti borovega karbida (B_4C), medtem ko se zlitina Inconel 625 uporablja kot absorpcijski material za kontrolne palice na delni moči.

Sredica je sprojektirana za gorivne cikle od 18 do 24 mesecev z maksimalno izrabo izgorelosti gorivnih palic in povečanjem toplotnih rezerv. Takšna zasnova sredice vodi k izboljšanju učinkovitosti in varnosti s povečanjem faktorja razpoložljivosti elektrarne s podaljšanjem gorivnega cikla in zmanjšanjem števila nenačrtovanih izpadov.

Sredica reaktorja je sposobna dnevne fleksibilnosti obremenitve in prilagajanja frekvencam omrežja. Prav tako je možna 30 % uporaba goriva MOX, namesto UO₂ goriva, zaradi česar je še izboljšana obratovalna fleksibilnost.

Tabela 4.3-16: Osnovni podatki primarnega sistema APR1000

Temperatura hladila v hladni zanki / vroči zanki	295,8 °C/327,3 °C
Število gorivnih elementov	177
Tip gorivnega elementa	16x16
Aktivna dolžina goriva	3,81 m
Povprečna linearna toplotna moč	17,26 kW/m
Število regulacijskih palic	65
Notranji premer reaktorske posode	3,12 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih zvarov
Pretok hladila skozi reaktor	55,1 x10 ⁻⁶ kg/h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	4.740 m ²
Tlak pare na izstopu iz uparjalnika	73,66 bar
Prostornina tlačnika	51 m ³

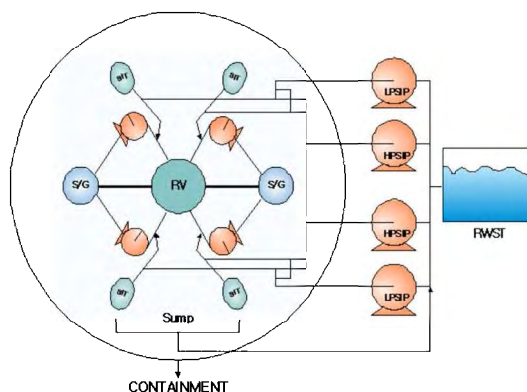
4.3.2.5.2 Varnostni sistemi

Konstruktivske značilnosti APR1000 za zmanjšanje posledic ter pojava težjih nezgod so usmerjene preprečevanju in blažitvi prekomernega tlaka zadrževalnega hrama, nadzoru vodika, neposrednim pregrevanjem zadrževalnega hrama in parnim eksplozijam ter vprašanjem robustnosti opreme. Ti konstrukcijski elementi APR1000 so pregledani skupaj z njihovimi učinki na fenomenološki odziv elektrarne na težje nesreče z namenom ocene ustreznosti izpolnjevanja zahtev glede licenciranja.

Varnostni sistemi (engineered safety features, ESF) APR1000 so zasnovani kot hibridni sistemi, v katerem aktivni in pasivni sistemi opravljajo potrebne varnostne funkcije. Najpomembnejši varnostni sistemi so sistem za varnostno vbrizgavanje, varnostni sistem za znižanje tlaka in zračenje, sistem bazena za menjavo in shranjevanje goriva, sistem hlajenja v primeru zaustavitve, pomožni sistem napajalne vode uparjalnika in sistem prh zadrževalnega hrama.

Sistemi za zasilno hlajenje sredice

Varnostni sistem za vbrizgavanje ali sistem za hlajenje sredice v sili zagotavljata hlajenje sredice v primeru izgube hladila. Varnostni sistem za vbrizgavanje je zasnovan tako, da zagotavlja zadostno hlajenje sredice in s tem prepreči bistvene spremembe geometrije sredice, prepreči taljenje goriva, omeji reakcijo med vodo in srajčko goriva ter odstrani odvečno toploto, ki nastane v sredici po nezgodi zaradi izgube hladila. Sistem varnostnega vbrizgavanja APR1000 (SIS) pa uporablja dve visokotlačni (HPSI) in dve nizkotlačni (LPSI) črpalke za varnostno vbrizgavanje borirane vode v reaktorsko posodo, kot je to prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-23**).

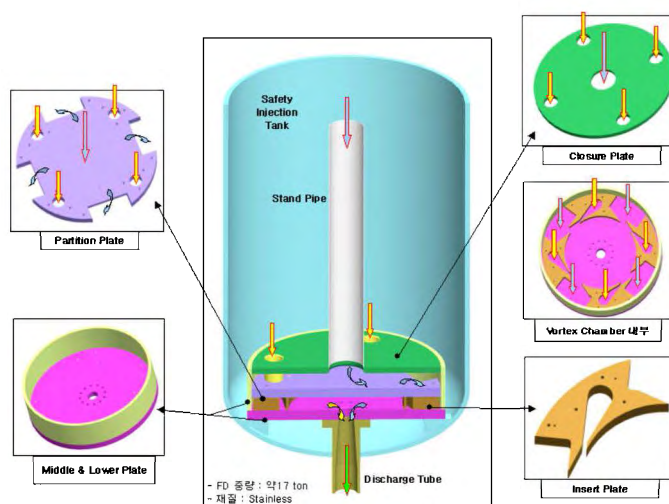


Slika 4.3-23: Sistem varnostnega vbrizgavanja

Glavna zasnova varnostnega sistema za vbrizgavanje (SIS) je poenostavitev in raznolikost z namenom, da se doseže večja zanesljivost in boljše delovanje. Sistem varnostnega vbrizgavanja je sestavljen iz dveh neodvisnih mehanskih vej in dveh električnih oddelkov. Vsaka veja ima dve aktivni varnostni črpalki za vbrizgavanje (SIP) in dva pasivna varnostna rezervoarja (SIT), opremljena s pasivnim regulatorjem pretoka (FD).

Pasivni regulator pretoka (FD)

APR1000 uporablja pasivni regulator pretoka, ki je vgrajen v SIT. Osnovni koncept FD je uporni pretočni upor. Ko voda teče skozi stojno cev, ki je nameščena v pravokotni smeri z izhodno šobo, ustvarja nizko vrtilčno upornost in visok pretok. Ko je nivo vode pod vrhom stojne cevi, se vstopni pretok preklapi na krmilna vrata, ki so nameščena v tangencialni smeri z izhodno šobo, kar omogoča visoko vrtilčno upornost in nizek pretok, kot je prikazano na spodnji sliki (Slika 4.3-24). Zaradi te konstrukcijske značilnosti je bila omogočena dosega cilja minimiziranja obkoda ECC med praznjenem in preprečevanje razlitja presežne ECC vode med fazami ponovnega polnjenja LOCA (Large Break LOCA).



Slika 4.3-24: Pasivni regulator pretoka v SIT

Sistem hlajenja v primeru zaustavitve (Shutdown cooling system, SCS)

Sistem hlajenja v primeru zaustavitve je varnostni sistem, ki se uporablja v povezavi z glavnim sistemom pare in glavnim ali pomožnim napajalnim sistemom, z namenom znižanja temperature v RCS sistemu v obdobjih po zaustavitvi in sicer od obratovalne temperature do temperature pri menjavi goriva. Sistem hlajenja v primeru zaustavitve je sestavljen iz dveh neodvisnih podsistemov, od katerih vsak uporablja varnostno nizkotlačno brizgalno črpalko za kroženje hladila preko izmenjevalca toplote.

Med zaustavitvenim procesom hlajenja reaktorsko hladilo izteka iz reaktorskega hladilnega sistema (RCS) skozi izklopne hladilne šobe, ki se nahajajo na vsakem vročem kraku. Reaktorsko hladilo kroži z LPSI črpalkami prek izmenjevalca toplote in se nato vrne v RCS preko štirih nizkotlačnih varnostnih injekcijskih cevi v hladni krak. Hitrost ohlajevanja se uravnava s prilagajanjem pretoka skozi toplotne izmenjevalce z dušilnim ventilom na izpustu vsakega izmenjevalca toplote.

Pomožni sistem napajalne vode (AFWS)

Pomožni sistem napajalne vode (AFWS) je varnostni sistem, ki je zasnovan za dobavo napajalne vode uparjalnikom z namenom odvajanja toplote iz RCS za dogodke, v katerih glavni ali zagonski sistemi napajalne vode niso na voljo. Poleg tega sistem AFWS po prelomu cevi, ponovno napolni cevi uparjalnika z namenom zmanjšanja uhajanja skozi razpoke. Pomožni sistem napajalne vode je neodvisen dvodelni sistem, po eden za vsak uparjalnik in vsak oddelek ima dve veji. Zanesljivost AFWS je bila povečana z uporabo motorne in turbinske črpalke, obe kapacitete 100 % z namenom raznolikosti in redundance. Zanesljivost sistema je povečana tudi z namenskim pomožnim rezervoarjem kot dodatnim vodnim virom za pomožno vodo v vsakem oddelku.

Sistem za znižanje tlaka in zračenje (SDVS)

SDVS je namenski varnostni sistem, zasnovan z namenom zmanjševanja tlaka v RCS. In sicer v primeru, da pršilnik tlačnika ni na voljo med fazo ohlajanja elektrarne do faze hladne zaustavitve ter z namenom hitrega zmanjšanja tlaka RCS, da se sproži postopek napajanja in odvajanja (feed and bleed) kot nadomestek popolne izgube napajalne vode. Pri tem se uporabljajo pilotni varnostni ventili (POSRV). Ta sistem vzpostavlja pot pretoka pare iz tlačnika v odvodni rezervoar reaktorja (reactor drain tank).

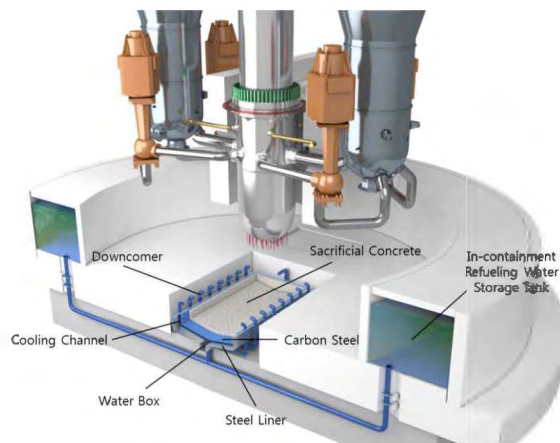
Sistem prh zadrževalnega hrama (CSS)

CSS je sestavljen iz dveh vej in črpa vodo iz rezervoarja za oskrbo z gorivom (RWT). Namen sistema je zmanjšanje tlaka in temperature v atmosferi zadrževalnega hrama pod mejne projektne omejitve pri predpostavki izgube hladila (LOCA) ter za odstranitev cepitvenih produktov iz atmosfere zadrževalnega hrama. Funkcije sistema se izvajajo s pršenjem vode v atmosfero zadrževalnega hrama preko velikega števila glavnih razpršilnih šob na razpršilnih glavah, ki se nahajajo v ohišju zadrževalnega hrama in velikega števila pomožnih razpršilnih šob na razpršilnih glavah, ki se nahajajo pod dnom obratovanja reaktorja. Sprva se kot vodni vir za razprševanje zadrževalnega hrama uporablja voda iz rezervoarja z oskrbo z gorivom (RWT), pri fazi recirkulacije pa vsaka veja sesa vodo iz ločenih zbirnih recirkulacijskih posod.

Težke nezgode (nezgode, ki presegajo projektne nezgode)

Projektne značilnosti APR1000 za ublažitev težkih nezgod vključujejo: (1) primarni zadrževalni hram iz prednapetega betona, (2) velik reaktorski prostor, ki je namenjen zadrževanju ostankov sredice v primeru taljenja prikazan na spodnji sliki (**Slika 4.3-25**), (3) sistem za hlajenje reaktorskega prostora, ki je namenjen

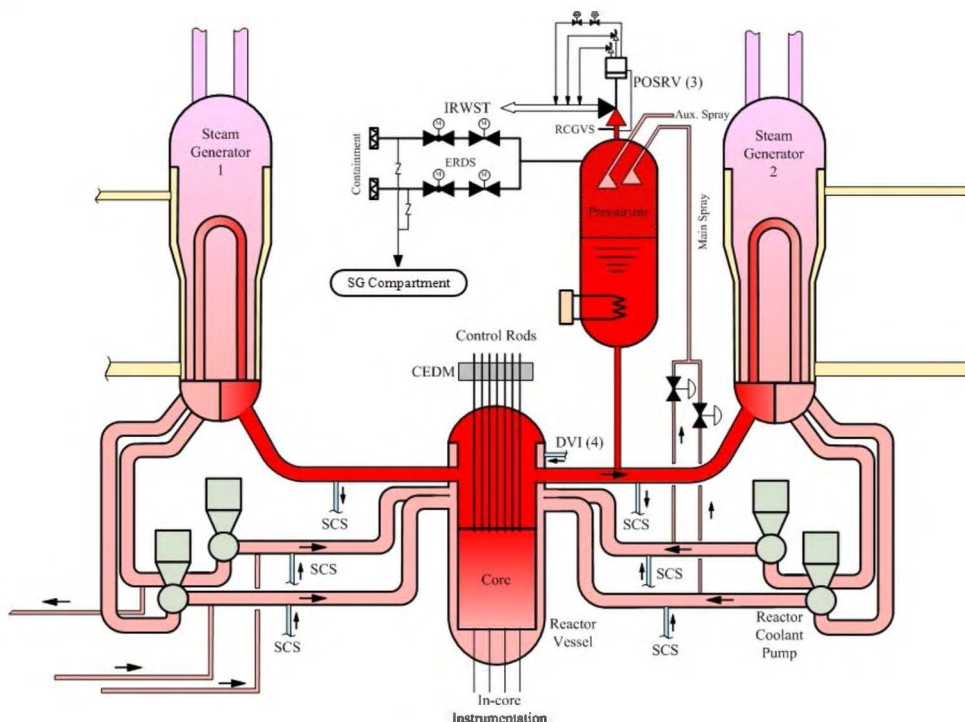
zadrževanju ostankov sredice (4) sistem za odstranitev vodika, ki preprečuje, da koncentracija vodika v zadrževalnem hramu doseže nivoje detonacije, (5) sistem za zmanjšanje tlaka pri težjih nezgodah, (6) hlajenje v primeru zaustavitve ter (7) sistem za prezračevanje zadrževalnega hrama.



Slika 4.3-25: Pasivni sistem za zadrževanje ter hlajenje ostankov sredice

4.3.2.5.3 Sekundarni sistemi

Sistem dobave pare (The Nuclear Steam Supply System, NSSS) proizvede 2.825 MWt in proizvaja nasičeno paro v uparjalnikih. Vsebuje dve primarni hladilni zanki, od katerih ima vsaka dve reaktorski črpalke (RCP), en uparjalnik (SG), en vroči krak in dva hladna, kot je prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-26**).

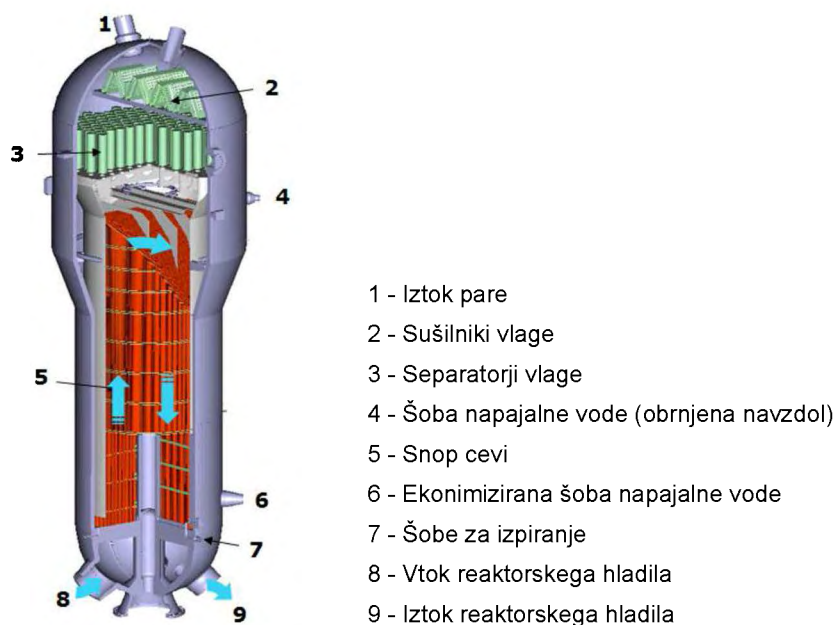


Slika 4.3-26: Sistem dobave pare

Na vroči krak NSSS je priključen električno ogrevani tlačnik. Reaktorsko hladilo kroži z elektromotornimi enostopenjskimi centrifugalnimi črpalkami (RCP). Hladilo reaktorja teče navzdol med reaktorsko posodo (RV) in cevjo za podporo sredice (CSB), navzgor pa skozi reaktorsko sredico, skozi vroči krak in vertikalne U-cevi uparjalnika ter nazaj k RCP. Toplotna energija se prenaša preko cevi uparjalnika (**Slika 4.3-27**) ter ustvari nasičeno paro pod visokim tlakom. Nasičena para, proizvedena v uparjalnikih se dovaja na turbino.

Za izboljšanje obratovalnih sposobnosti uparjalnika je kot nastavka šobe na vroči strani primarnega sistema spremenjen z namenom povečanja stabilnosti delovanja v sredini. Sistem nadzora vodostaja v uparjalniku pa je zasnovan tako, da se nivo vode samodejno uravnava v celotnem območju obratovanja (full power range).

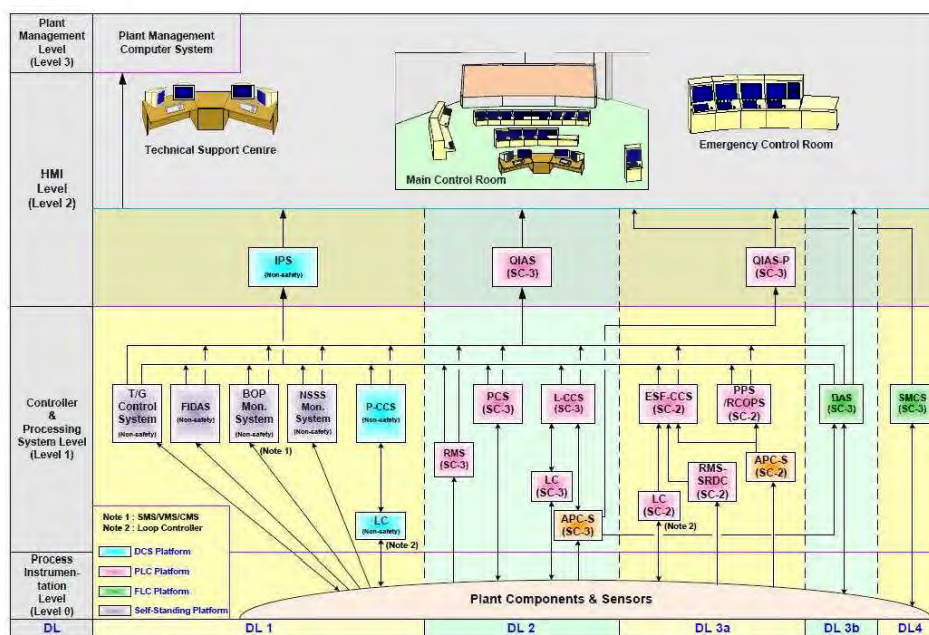
Ekonomizirana šoba za dovodno vodo zagotavlja prehod dovodne vode v »ekonomizer«, ki je nameščen za povečanje toplotne učinkovitosti uparjalnika na hladni strani. Šobe za dovodno vodo so zasnovane tako, da blažijo čezmerni toplotni stres, ki povzroča utrujenost materialov. Šoba dovodne vode, pritrjena v zgornji lupini uparjalnika, zagotavlja tudi majhen delež dovodne vode v spodnji del uparjalnika, da olajša notranji recirkulacijski tok. 10 % pretoka dovodne vode na polni moči se zagotavlja navzdol usmerjeni šobi dovodne vode, preostali del pa se dovede do šobe za ekonomizacijo pri moči reaktorja višji od 15 %.



Slika 4.3-27: Prikaz uparjalnika

4.3.2.5.4 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

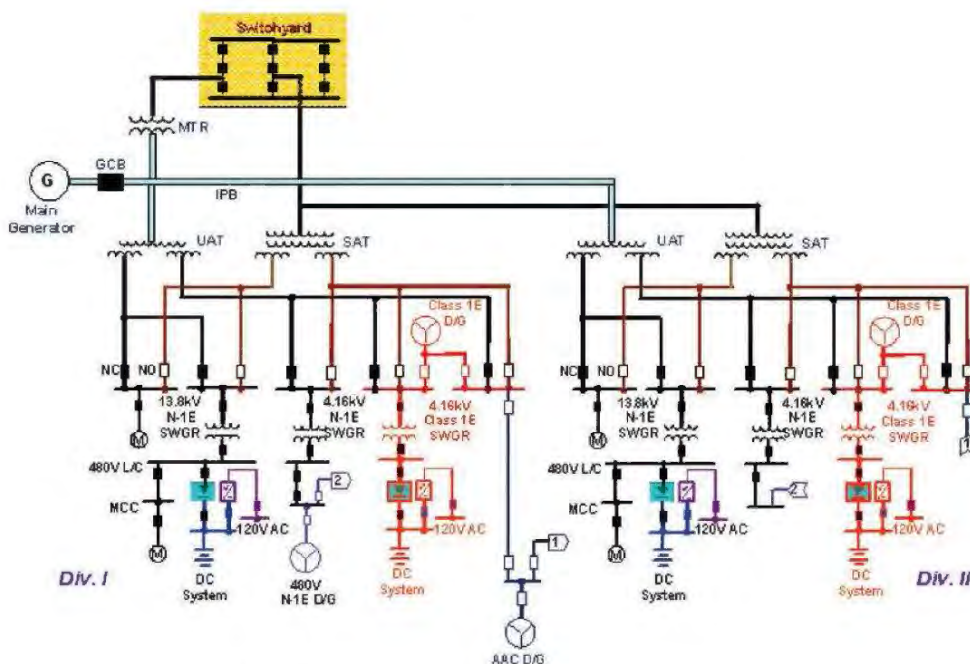
APR1000 je opremljen z digitalnimi instrumenti in kontrolnimi (I&C) sistemi ter računalniško podprtim vmesnikom človek-stroj (MMI) v kontrolni sobi, ki odraža stanje sodobne elektronike in računalniških tehnologij. Koncept I&C in kontrolne sobe, ki je bil implementiran v zasnovi APR1000, je shematično prikazan na spodnji sliki (**Slika 4.3-28**).



Slika 4.3-28: Pregled sistema instrumentacije in regulacije

4.3.2.5.5 Električni sistemi

Shema električnega omrežja elektrarne APR1000 je prikazana na spodnji sliki (**Slika 4.3-29**).



Slika 4.3-29: Shema električnega omrežja

Generator je priključen na stikališče preko dveh ločenih in neodvisnih omrežij. Stikališče je priključeno na lokalno omrežje preko glavnega transformatorja in pomožnih transformatorskih enot, ki omogočajo, da omrežje ne zagotavlja izključno proizvedene moči APR1000 v prenosno omrežje med normalnim obratovanjem, temveč tudi neposredni dostop prednostnega vira energije (preferred power source, PPS).

Kot drugi neposredni dostop (PPS) je drugo neodvisno omrežje povezano s stikališčem preko dveh pomožnih transformatorjev, ki sta v stanju pripravljenosti z namenom zagotavljanja napajanja pomožnih naprav povezanih z varnostjo.

Električni sistem na lokaciji je sestavljen iz glavnega turbinskega generatorja, generatorskega odklopnika, glavne transformatorske enote, pomožnih transformatorskih enot, pomožnih transformatorjev v stanju pripravljenosti, dizel generatorjev, nadomestnih virov izmeničnega toka, enosmernega napajanja ter sistema inštrumentacije in regulacije. V normalnih pogojih delovanja glavni generator dobavlja električno energijo preko prisilnega zračno hlajenega izoliranega faznega vodila in generatorskega stikala na glavni transformator, vzbujevalni transformator in dve pomožni transformatorski enoti.

Generator

Nazivna moč generatorja je 1.219 MVA. Faktor moči je 0,82.

Lastna raba elektrarne

Električna energija, potrebna za varnostne sisteme se dobavlja na štiri alternativne načine: (1) običajnim virom energije (običajnim virom izven elektrarne na lastno proizvodnjo); (2) zunanjo enoto v stanju pripravljenosti (zunanjo enoto priključeno preko transformatorja v stanju pripravljenosti); (3) rezervno napajanje na lokaciji elektrarne (dveh dizel generatorjev); (4) alternativni vir izmeničnega toka.

Med naštetimi viri je vir električne energije v stanju pripravljenosti na sami lokaciji najpomembnejši za zagotavljanje varnosti elektrarne; na voljo mora biti v vseh okoliščinah. Razporeditev sistema za distribucijo električne energije na lokaciji elektrarne temelji na funkcionalnih značilnostih opreme za zagotavljanje zanesljivosti in redundance virov energije.

Električno napajanje na sami lokaciji je zagotovljeno z dvema neodvisnima dizel agregatoma; vsak se nahaja v ločeni stavbi in je povezan z enojno 4.16 kV varnostno vejo (saftey bus).

Nadomestni vir izmeničnega toka dodaja več redundance električnemu napajanju, čeprav ni varnostni sistem. Nadomestni vir izmeničnega toka je na voljo za obvladovanje stanja izgube vira napajanja zunaj lokacije (loss-of-site-power, LOOP) ter zaustavitvijo elektrarne (station blackout, SBO), ki imata velik potencial za pojave, ki vodijo do težjih nezgod. Nadomestni vir izmeničnega toka ima dovolj kapacitet, da lahko sledi obremenitvam varnostnih in trajnih ne-varnostnih vej.

4.3.2.6 EU-HPR1000 (CGNPC, CGN)

4.3.2.6.1 Splošni podatki

Poleg imena EU-HPR1000 se v literaturi pojavljajo še imena Hualong One, Hualong-1 in HPR1000. V nadaljevanju bomo uporabljali oznako EU-HPR1000, ki se nekoliko razlikuje od dizajna HPR1000 zaradi prilagoditve zahtevam EUR (European Utility requirements). Prav tako se ime HPR1000 uporablja v postopku splošne ocene projekta (ang. General Design Assessment, GDA), ki poteka pri »Office for Nuclear Regulation« (ONR) v Združenem kraljestvu.

Projekt EU-HPR1000 je evolucijski napredni tlačnovodni reaktor III. generacije, ki je nastal na osnovi izkušenj in ostrejših varnostnih zahtev po nesreči v Fukušimi. Nastal je na osnovi združitve projektov dveh kitajskih reaktorjev: ACPR1000 podjetja China General Nuclear Power Corporation (CGNPC, tudi CGN) ter ACP1000 podjetja China National Nuclear Corporation (CNNC). Dizajn EU-HPR1000 upošteva vse trenutno veljavne varnostne standarde, kot so varnostni standardi IAEA, priporočila WENRA ter druge mednarodne smernice. Prav tako je reaktor EU-HPR1000 trenutno v postopku ocenjevanja ustreznosti glede zahtev EUR.

Po navedbah kitajskih dobaviteljev bodo vsako leto zgradili med 10 in 12 reaktorjev. Po najnovejših podatkih (2019) so trenutno v gradnji ali v fazi načrtovanja naslednji reaktorji HPR1000:

- Kitajska: Fuqing 5 in 6, Fangchenggang 3 in 4, Fangjiashan 3 in 4,
- Pakistan: Karachi 1 do 4, Chashama 5
- Argentina (načrti za leto 2020).

Splošne projektne karakteristike reaktorja EU-HPR1000, povzete po literaturi so zbrane v spodnji tabeli (**Tabela 4.3-17**). Za projekt reaktorja EU-HPR1000 so uporabili projekt sredice reaktorja ACP1000, ki je sestavljena iz 177 gorivnih elementov. Načrtovan gorivni cikel je 18 mesecev z možnostjo podaljšanja na 24 mesecev. Povprečna zgorelost goriva je 46.000 MWd/tU. Načrtovana življenjska doba je 60 let. Reaktor ima tri hladilne zanke, dvojni zadrževalni hram ter klasične aktivne varnostne sisteme z nekaterimi dodatnimi pasivnimi elementi. Projektirana neto električna moč elektrarne z reaktorjem EU-HPR1000 je okrog 1.090 MW, medtem ko je termična moč reaktorja okrog 3.180 MW.

Tabela 4.3-17: Osnovni podatki reaktorja EU-HPR1000

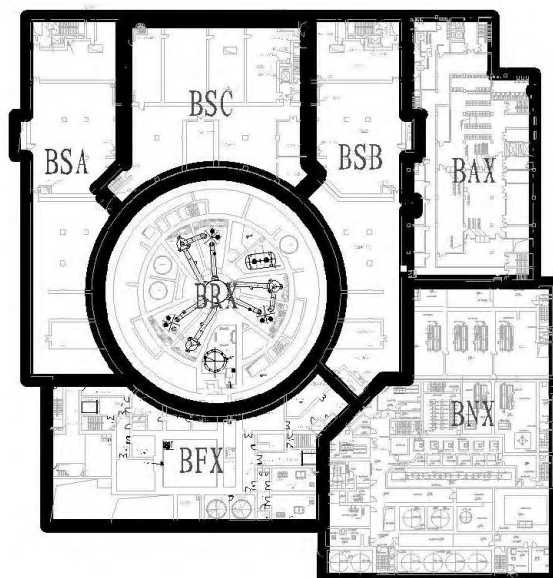
Električna moč (neto / bruto)	~1.090 / 1.200 MW
Toplotna moč reaktorja	3.180 MW
Število hladilnih zank	3
Gorivo	UO ₂ , UO ₂ -Gd ₂ O ₃ , MOX
Gorivni cikel	18 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	< 25 dni
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	~38,0 %
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	≥ 90 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	< 10 ⁻⁶ /leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	< 10 ⁻⁷ /leto

Tabela 4.3-18: Osnovni podatki zadrževalnega hrama EU-HPR1000

Premer zadrževalnega hrama (notranji/zunanji)	44/53 m
Višina zadrževalnega hrama (zunanja)	62,8 m
Debelina kovinske obloge notranje lupine	6 mm
Debelina primarne betonske lupine	1,2 m
Debelina sekundarne betonske lupine	1,5 m
Projektni notranji nadtlak	4,20 bar

Elektrarna z reaktorjem EU-HPR1000 je projektirana kot ena enota, ki je sestavljena iz naslednjih razdelkov: glavne zgradbe, nejedrskega dela elektrarne (»balance of plant«, BOP), območje oskrbe z vodo in odvodnjavanjem ter upravne zgradbe.

Glavno zgradbo sestavljajo jedrski otok (NI), konvencionalni otok in pomožne sobe. Jedrski otok vključuje reaktorsko zgradbo, varnostno zgradbo, zgradbo za ravnanje z gorivom, jedrsko pomožno stavbo, dostopno zgradbo, itd. kot je prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-30**). Konvencionalni otok vključuje turbinsko zgradbo, prostor za prenos mazalnega olja, prostor za obdelavo kondenzata itd. Pomožni sistem reaktorja je nameščen v pomožni zgradbi, obe enoti pa si delita zgradbo za obdelavo radioaktivnih odpadkov. Tri varnostne veje so razporejene v treh delavnicah varnostne zgradbe A, B in C. Vsaka jedrska elektrarna je opremljena tudi s tremi vejami zasilnih dizel generatorjev A, B in C. Glavna stavba se nahaja v središču območja postavitve elektrarne, druge pomožne stavbe pa so povezane z glavno zgradbo.



Slika 4.3-30: Postavitev jedrskega otoka EU-HPR1000. BRX – reaktorska zgradba; BFX – zgradba za gorivo; BSA – varnostna zgradba A; BSB – varnostna zgradba B; BSC – varnostna zgradba C; BNX – pomožna zgradba; BAX – zgradba za dostop.

Zgradbe jedrskega otoka reaktorja EU-HPR1000 so projektirane za potres, pri katerem največji pospešek tal v horizontalni ali vertikalni smeri ne presega 0,3 g. Večjo potresno odpornost omogoča podporni integralni temeljni splav (»integral foundation raft«), na katerem se nahajajo reaktorska zgradba, zgradba

za gorivo, električna zgradba in varnostne zgradbe. Napravljene so bile tudi analize in ocene odpornosti zgradb za potrese, ki presegajo projektne osnove.

Zaščito pred trkom večjega komercialnega letala zagotavljata betonska zaščitna lupina za reaktorsko zgradbo, zgradbo za gorivo in električno zgradbo ter popolna fizična ločitev varnostnih zgradb. Strukture, sistemi in komponente, ki so pomembne za izvajanje varnostne funkcije, so razporejene tako, da se zmanjšajo posledice morebitnega požara ali eksplozije, ne glede na to ali je vzrok takega dogodka zunaj ali znotraj elektrarne. Literatura navaja, da so pri projektiranju jedrskega otoka upoštevali vse verjetne zunanje naravne dogodke (»višja sila«), kot so potresi, poplave, močan veter, tornado, cunami, ter tudi z elektrarno povezane zunanje dogodke, ki jih lahko povzročijo ljudje. Prav tako so pri projektiranju jedrskega otoka analizirali in upoštevali možne notranje nevarnosti, kot so notranje poplave, izstrelki, opletanje cevi, brizganje ter puščanje tekočin.

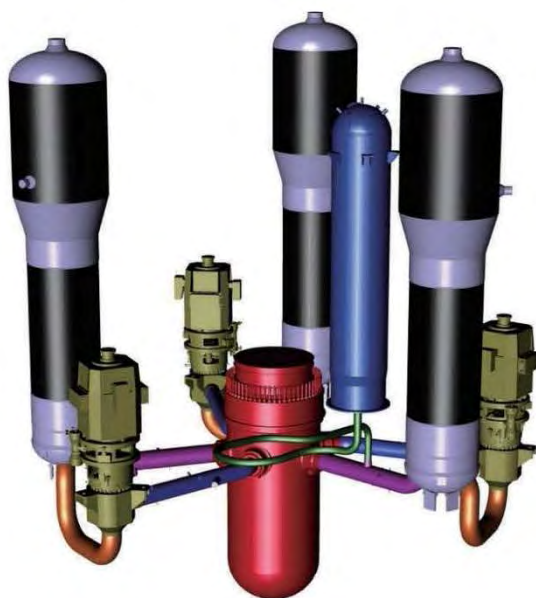
4.3.2.6.2 Primarni sistem

Kot kaže **Slika 4.3-31**, je reaktorski hladilni sistem EU-HPR1000 projektiran kot preverjen konvencionalni sistem s tremi hladilnimi zankami, uparjalniki (SG) in črpalkami reaktorskega hladila (RCP). Podatki o primarnem sistemu reaktorja EU-HPR1000 so zbrani v spodnji tabeli (**Tabela 4.3-19**).

Tabela 4.3-19: Osnovni podatki primarnega kroga EU-HPR1000

Temperatura hladila v hladni veji / vroči veji	291,7/328,3°C
Število gorivnih elementov	177
Tip gorivnega elementa	UO ₂ ali Gd ₂ O ₃ -UO ₂
Aktivna dolžina goriva	3,658 m
Linearna gostota moči	181,2 W/cm
Število regulacijskih svežnjev	69
Notranji premer reaktorske posode	4,34 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih šivov
Pretok hladila skozi reaktor	72.450 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	6.700 m ²
Prostornina tlačnika	67 m ³

Zaradi večje moči reaktorja EU-HPR1000 so prostornine reaktorske posode, uparjalnikov in tlačnika večje kot v primerljivih elektrarnah II. generacije, kar se kaže tudi v izboljšanih obratovalnih in varnostnih lastnostih. Večja prostornina sekundarne strani ob zlomu cevi uparjalnika (SGTR) podaljša čas za posredovanje. Prav tako se podaljša čas osušitve uparjalnika ob popolni izgubi napajalne vode.



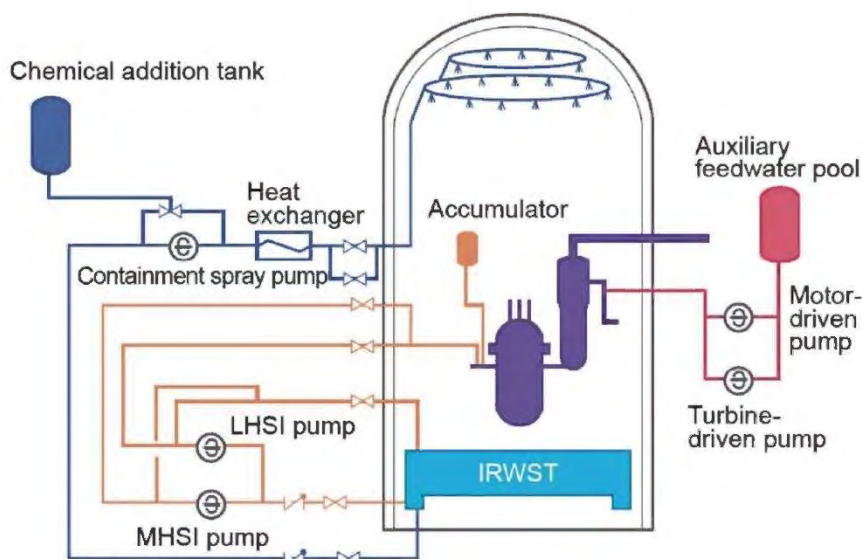
Slika 4.3-31: Reaktorski hladilni sistem (RCS) EU-HPR1000 s tremi zankami

V primeru težke nesreče sistem hitre tlačne razbremenitve RCS preprečuje nastanek visokotlačnega izmeta taline, ki bi povzročil direktno segrevanje zadrževalnega hrama. Sistem je sestavljen iz dveh redundantnih vzporednih sprostitvenih vodov, ki sta priključena na šobo na kupoli tlačnika. Na vsakem vodju sta zaporedno priključena zasun in krogelni ventil.

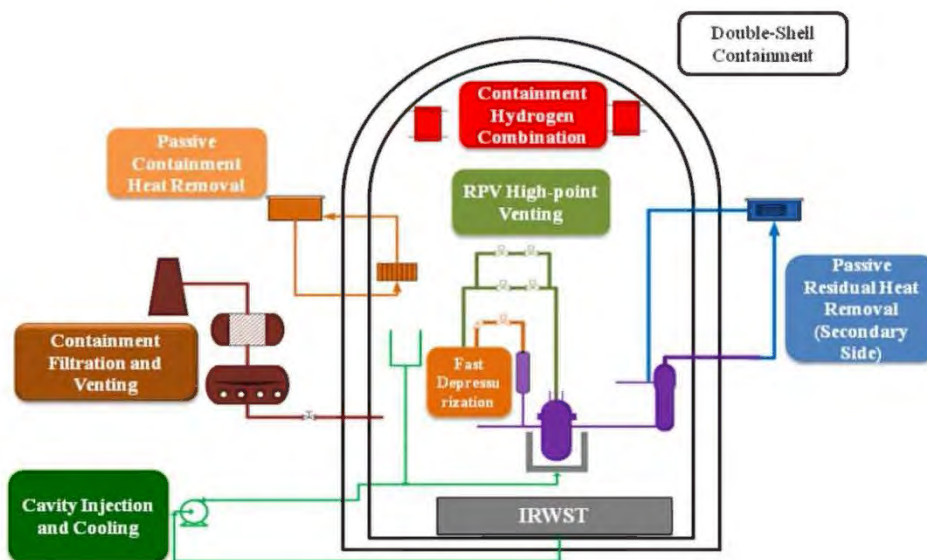
Tlačna posoda reaktorja EU-HPR1000 je izdelana iz nizko legiranega jekla in ima podobne lastnosti kot reaktorska posoda projekta EPR. Notranjost posode je prevlečena z oblogo iz nerjavečega jekla, ki deluje kot zaščita pred korozijo. Glavni deli tlačne posode so zvarjeni iz enodelnih odkovkov, kar zmanjša število potrebnih zvarov. Zaradi napredne središčne instrumentacije, ki je vsa speljana skozi zgornji pokrov posode, je dno reaktorske posode brez penetracij. Z nadzorom škodljivih elementov v uporabljenih materialih je znižana začetna temperatura prehoda iz krhkega v duktilno območje tako v osnovnih kovinah kot tudi v varilnem materialu. Reaktorska posoda nima zvarov v predelu sredice, večji je tudi vodni kanal med notranjo steno reaktorske posode in plaščem sredice. Vse naštetu med drugim omogoča, da je tlačna posoda reaktorja EU-HPR1000 projektirana za 60 let obratovanja.

4.3.2.6.3 Varnostni sistemi

Varnostni sistemi skrbijo za obvladovanje projektnih nezgod (design-basis accidents, DBAs). Varnostni sistemi reaktorja EU-HPR1000 so prikazani na **Slika 4.3-32** in vključujejo: sistem varnostnega vbrizgavanja, sistem pomožne napajalne vode in sistem prhanja zadrževalnega hrama. Sistemi za preprečevanje in blaženje posledic težkih nesreč v reaktorju EU-HPR1000 so prikazani na **Slika 4.3-33**.



Slika 4.3-32: Varnostni sistemi EU-HPR1000. MHSI – srednjetačno varnostno vbrizgavanje; LHSI– nizkotlačno varnostno vbrizgavanje



Slika 4.3-33: Sistemi za obvladovanje kompleksnih sekvenc in težkih nesreč EU-HPR1000

Varnostni sistemi so sestavljeni iz redundantnih prog, ki zagotavljajo opravljanje njihove varnostne funkcije v primeru odpovedi ene izmed prog (sistem izpolnjuje načelo enojne odpovedi). Zaradi neodvisnosti prog je vsaka izmed prog nameščena v fizično ločeni zgradbi. Vsaki progi pripada namenski zasilni dizelski generator, ki se uporablja v primeru izpada zunanjega napajanja.

Ključni pojavi med težko nesrečo so: visokotlačni izmet taline, detonacija vodika, prežrtje dna in dolgotrajni prekomerni tlak zadrževalnega hrama. Projekt reaktorja EU-HPR1000 vključuje tudi ukrepe za specifične razširjene projektne nesreče, ki veljajo za šibke točke obstoječih jedrskih elektrarn, kot je na primer izpad električnega napajanja (SBO).

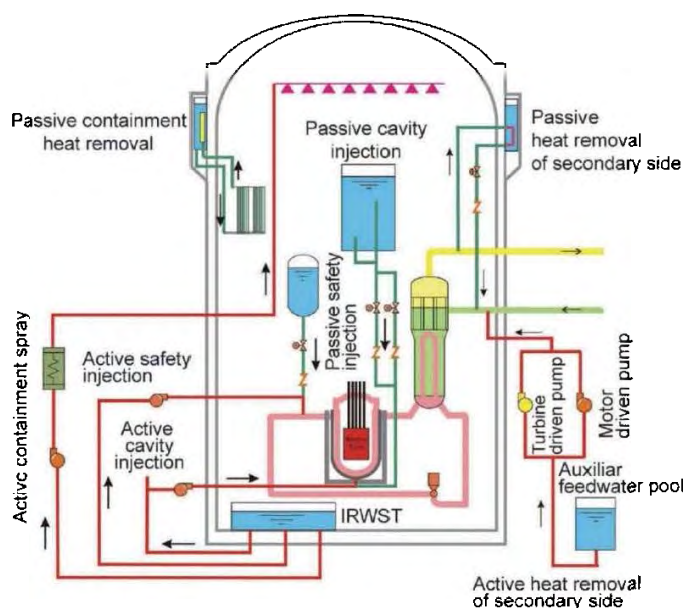
Zasilno hlajenje sredice

Sistem varnostnega vbrizgavanja je sestavljen iz treh neodvisnih in redundantnih vej. Vsaka je povezana na vejo reaktorskega hladila RCS. Funkcijo varnostnega vbrizgavanja izvajata dva aktivna podsistema (Slika 4.3-34): srednje tlačno varnostno vbrizgavanje (MHSI) ter nizko tlačno vbrizgavanje (LHSI); in en pasivni podsistem z rezervoarjem za varnostno vbrizgavanje (akumulator). Sistemi hlajenja so manj dovzetni na zunanje dogodke, saj varnostno vbrizgavanje napaja notranji zbiralnik vode za menjavo goriva (IRWST). V primerjavi z jedrskimi elektrarnami, kjer je tak rezervoar zunaj zadrževalnega hrama, preklapljanje izvora hladilne vode pri dolgoročnem vbrizgavanju v EU-HPR1000 ni potrebno. Sistemi MHSI in LHSI pri izlivni nesreči (LOCA) črpata vodo iz zbiralnika IRWST in vbrizgata borirano vodo v RCS za zasilno hlajenje in preprečitev poškodb sredice.

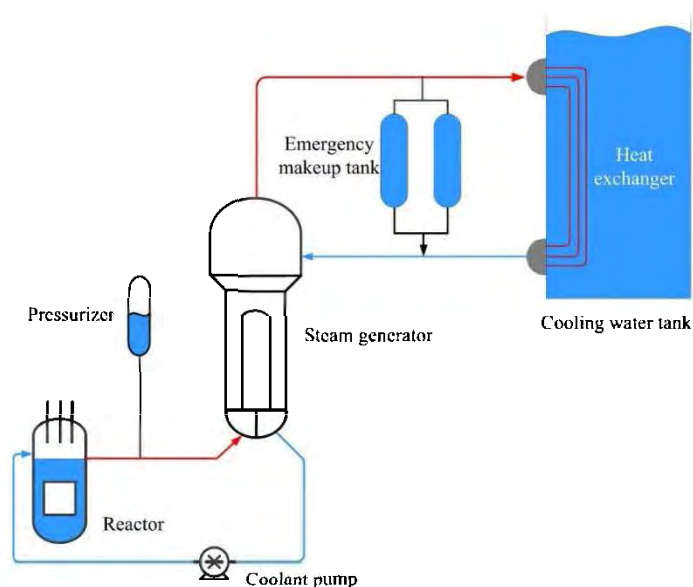
V primerjavi s konfiguracijami sistemov v obstoječih elektrarnah, so izboljšave pri EU-HPR1000 naslednje:

- Črpalke varnostnega vbrizgavanja so ločene od drugih sistemov, kar izboljša njihovo zanesljivost in neodvisnost.
- Nižji tlak vbrizgavanja, ki zmanjša tveganje za zlom cevi uparjalnika (SGTR).
- Poenostavljen sistem za vbrizgavanje bora, brez zbiralnika in recirkulacijske zanke.

V primeru izpada električnega napajanja (SBO) ali okvare turbinske črpalke pomožne napajalne vode je na voljo pasivni sistem odvajanja zaostale toplote na sekundarni strani (PRS), ki na pasiven način zagotavlja dovod napajalne vode na sekundarno stran uparjalnikov. Na vsakega izmed treh uparjalnikov je priključena po ena proga sistema PRS. Prenos toplote poteka zaradi naravnega kroženja (konvekcija), ki se vzpostavi v zaprti zanki med sekundarno stranjo uparjalnika in med prenosnikom toplote, ki je potopljen v rezervoar prenosnika toplote na zgornjem delu zunanje strani zadrževalnega hrama. Količina vode (inventar) v rezervoarju zagotavlja pasivno hlajenje sistema PRS za 72 ur.



Slika 4.3-34: Aktivni (rdeča črta) in pasivni (zelena črta) sistemi reaktorja EU-HPR1000. IRWST – notranji zbiralnik vode za menjavo goriva



Slika 4.3-35: Shema pasivnega sistema za odvajanje zaostale toplote na sekundarni strani uparjalnika (PRS, včasih imenovan tudi EPRHR)

Sistem zasilne napajalne vode

V primeru izgube glavne napajalne vode sistem zasilne napajalne vode (EFWS) zagotavlja dovod vode na sekundarno stran uparjalnikov. Ob ustavitvi reaktorja (zaradi nezgode ali vzdrževanja) napajalna voda na sekundarni strani odvaja zakasnelo toploto iz primarnega sistema reaktorja. Pri EU-HPR1000 napajalno vodo iz zbiralnika pomožne napajalne vode zagotavlja motorna črpalka (s kapaciteto 100 %), ki jo lahko poganja tudi zasilni dizelski generator. Raznolikost črpalk pripomore k robustnosti sistema.

Hlajenje zadrževalnega hrama

V primeru nezgode sistemi hlajenja zadrževalnega hrama poskrbijo za njegovo celovitost. Njihova glavna naloga je vzdrževanje tlaka in temperature zadrževalnega hrama v projektiranih mejah. Med izlivno nezgodo (LOCA) ali med zlomom glavnega parovoda (MSLB) se v atmosfero zadrževalnega hrama sprošča para. Sistem za prhanje zadrževalnega hrama s pršenjem vode kondenzira paro v atmosferi zadrževalnega hrama in s tem znižuje tlak in temperaturo. Črpalke sistema za prhanje zadrževalnega hrama zajemajo vodo v notranjem zbiralniku vode za menjavo goriva (IRWST) in vodi dodajajo kemični aditiv, ki pomaga pri odstranjevanju razpršenih fisijskih produktov (predvsem joda) iz atmosfere zadrževalnega hrama. V primeru dolgoročnega pršenja se za povečanje zanesljivosti sistema kot rezervna črpalka sistema za prhanje zadrževalnega hrama lahko uporablja tudi črpalka sistema LHSI.

Pasivni sistem odstranjevanja zaostale toplote iz zadrževalnega hrama je projektiran tako, da vzdržuje tlak in temperaturo zadrževalnega hrama v predpisanih mejah v primeru razširjene projektne nesreče. Toploto visokotemperaturne mešanice pare in plinov v atmosferi zadrževalnega hrama odnaša voda (ali mešanica vode in vodne pare), ki teče po ceveh prenosnikov toplote. Kot kaže **Slika 4.3-34**, se ti nahajajo na višjih legah notranje površine zadrževalnega hrama. Iz teh prenosnikov toplote nato voda odnaša toploto v poseben rezervoar prenosnika toplote, ki je zunaj zadrževalnega hrama. Pri opisanem pasivnem sistemu se toplota med notranjo in zunanjo stranjo zadrževalnega hrama prenaša z naravnim kroženjem (konvekcijo), ki se vzpostavi zaradi temperaturne razlike med atmosfero zadrževalnega hrama in vodo v rezervoarju prenosnika toplote, ter višinske razlike med rezervoarjem in prenosniki toplote. Voda v

zunanjem rezervoarju prenosnika toplote se najprej segreva, kasneje pa tudi izpareva, pri čemer odvaja toploto v zunanjo okolico zadrževalnega hrama. Količina vode (inventar) zunanjega rezervoarja prenosnika toplote zadostuje za 72 urno pasivno odvajanje toplote iz zadrževalnega hrama v primeru težke nesreče. Dodatno možnost za vzdrževanje tlaka v predpisanih mejah v primeru težke nesreče predstavlja sistem filtriranja in prezračevanja zadrževalnega hrama. Namen filtrov v sistemu prezračevanja je zmanjšati morebitne izpuste radioaktivnih snovi v okolje.

4.3.2.6.4 Sekundarni sistemi

Tri veje parnega sistema prenašajo paro, ki se ustvari v uparjalniku do turbine. Med obratovanjem elektrarne sta potrebni moč sredice in obremenitev turbine v uravnoteženem stanju, reaktor in sistem za upravljanje turbin delujeta samodejno, sistem (Turbine Bypass System, TBS) je izoliran.

Po obratovanju na bremenu elektrarne (house load) ali turbinskem tripu se ustvari neravnovesje med močjo sredice in obremenitvijo turbine, odvečna para se prenese v kondenzator preko obvoza turbine (TBS). Pri prevelikem povečanju pretoka pare pa lahko glavni sistem pare prepreči, podhladitev primarnega sistema, preko izolacijske parne linije, kar pripomore h nadzoru reaktivnosti sredice.

Ko se para, ki jo ustvari uparjalnik, odvaja skozi VDA (Atmospheric Steam Dump System) ali TBS, lahko glavni parni sistem opravlja funkcijo odstranjevanja preostale toplote. V primeru napake VDA se za odstranjevanje primarne toplote, odprejo glavni parni varnostni (MSSV) ventili.

Sekundarni sistem EU-HPR1000 vsebuje tri uparjalnike tipa ZH-65 kot prikazano na spodnji sliki (**Slika 4.3-36**). Uparjalnik ZH-65 je navpični uparjalnik z U-cevmi v trikotnem razporedu in z naravnim kroženjem na sekundarni strani ter vgrajenim ločevalnikom pare. Cevi uparjalnika so iz zlitine Inconel 690, ki je odporna proti koroziji. Deli uparjalnika v stiku s primarnim reaktorskim hladilom so narejeni ali iz korozijsko odpornih zlitin ali pa so obloženi z avstenitnim nerjavnim jeklom oziroma zlitino Inconel.

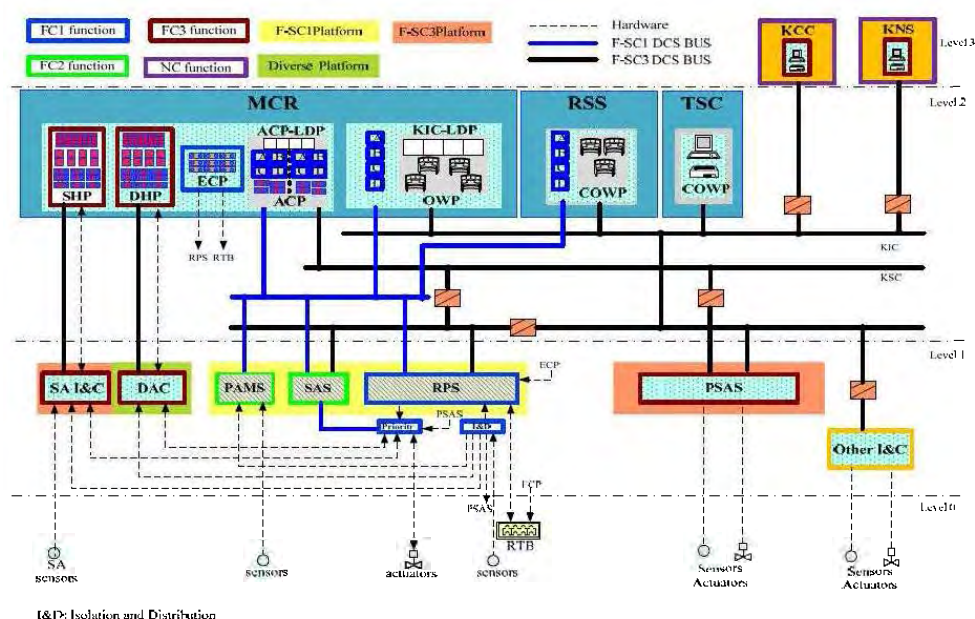


Slika 4.3-36: Prikaz uparjalnika EU-HPR1000

Turbinski generator je trofazen, (dvojni pretok), z vhomom v polnem loku, sestavljen v tandemu, s štiridelnim izpustom, 1.500 vrt./min. Para iz treh uparjalnikov se dovaja v visokotlačno turbino skozi štiri zaporne ventile in štiri regulacijske ventile. Po ekspanziji skozi visokotlačno turbino, gre pretok pare skozi separator vlage in dvostopenjski predgrelnik. Postopki sušenja in ponovnega segrevanja, ki potekajo med visokotlačnim dovodom in nizkotlačnim odvodom, izboljšajo učinkovitost cikla. Del segrete pare se usmeri v turbine, ki poganjajo črpalke za napajalno vodo uparjalnika. Preostali del segrete pare se nato dovaja enakomerno na dve nizko tlačni turbine.

4.3.2.6.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

Kategorizacija funkcij I&C je skladna s splošnim načelom kategorizacije varnostnih funkcij elektrarne. Razvrstitev I&C sistema in opreme je skladna z njihovimi funkcijami varnostnih kategorij. Sistem I&C elektrarne EU-HPR1000 je navpično razdeljen na 4 ravni. Celotna struktura sistema je prikazana na spodnji sliki (Slika 4.3-37).



Slika 4.3-37: Diagram sistema I&C

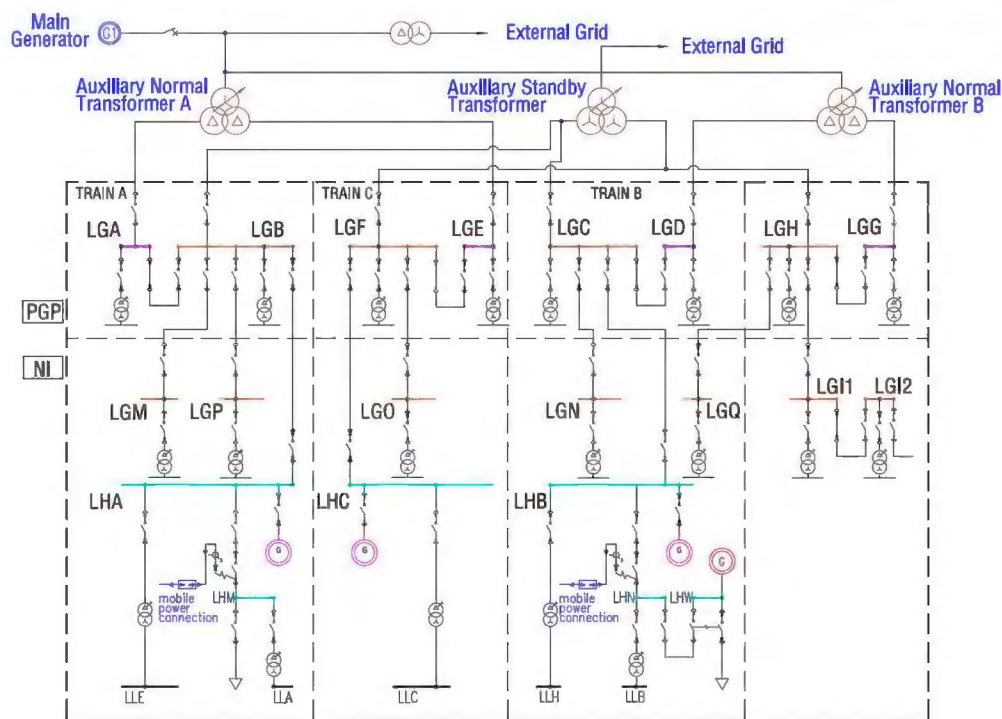
Nivo 0 je sestavljen iz instrumentacije in stikal ter aktuatorjev. Nivo 1 zagotavlja funkcije, vključno s sprejemom in predobdelavo signala, logično obdelavo, nadzorom aritmetičnim izračunavanjem, komunikacijo s podatki itd. Nivo 1 vključuje standardni sistem za avtomatizacijo elektrarne (PSAS), reaktorski zaščitni sistem (RPS), varnostni avtomatiziran sistem (SAS), sistem za monitoring po nesrečah (PAMS), raznovrstni sistem za aktiviranje (KDS [DAS]), sistem težjih nezgod (KDA [SA I&C]), namenske I&C sisteme ter I&C sisteme za ravnotežje (BOP). Nivo 2 obratovanja in upravljanja informacij je zasnovan na podlagi digitalnih človeških vmesnikov. Nivojske funkcije vključujejo informacijsko podporo, diagnozo, nadzor opreme, beleženje obratovanja itd.. Nivo 2 vsebuje opremo, nameščeno v glavi kontrolni sobi (MCR), postaji za vodenje na daljavo (RSS) in tehnično podpornem centru (TSC). Nivo 3 vključuje sistem za spremljanje informacij v realnem času (KNS [RIMS]) in sistem za upravljanje v primeru nezgod (KCC [NAEMS]). Nivo 3 je v glavnem odgovoren za funkcije v realnem času in celovito obdelavo informacij o

celotni elektrarni ter prejemanje nekaterih potrebnih informacij elektrarne z omrežno vmesniško opremo za pomoč upravljavcem (upravljavcem elektrarne, nadrejenim upravnim organom, nacionalnemu centru za nujne primere ali ustreznim varnostnim organom) pri pridobivanju informacij o stanju elektrarne. Prenos informacij je enosmeren. Omrežje za upravljanje obratovanja in informacij je povezano z omrežjem elektrarne ali oddaljenim omrežjem s prehodi, da bi ustreznim enotam in oddelkom in oddelkom na kraju samem zagotovilo glavne informacije o delovanju elektrarne. Posebna funkcija in zasnova specifikacij so predmet zahtev za upravljanje elektrarne.

4.3.2.6.6 Električni sistemi

Zasnova elektroenergetskega sistema EU-HPR1000 temelji na ustreznih mednarodnih kodeksih in standardih. Elektroenergetski sistem se razlikuje od drugih varnostnih sistemov po tem, da ne zagotavlja neposredno varnostne funkcije, temveč varnostne funkcije podpira.

Kategorizacija in klasifikacija električnih sistemov temelji na načelu kategorizacije in klasifikacije celotne elektrarne, kar je ustanovljeno predvsem na podlagi varnostnih standardov SSG-30, Mednarodne agencije za atomsko energijo (IAEA). Arhitektura električnega sistema je prikazana na spodnji sliki (Slika 4.3-38).



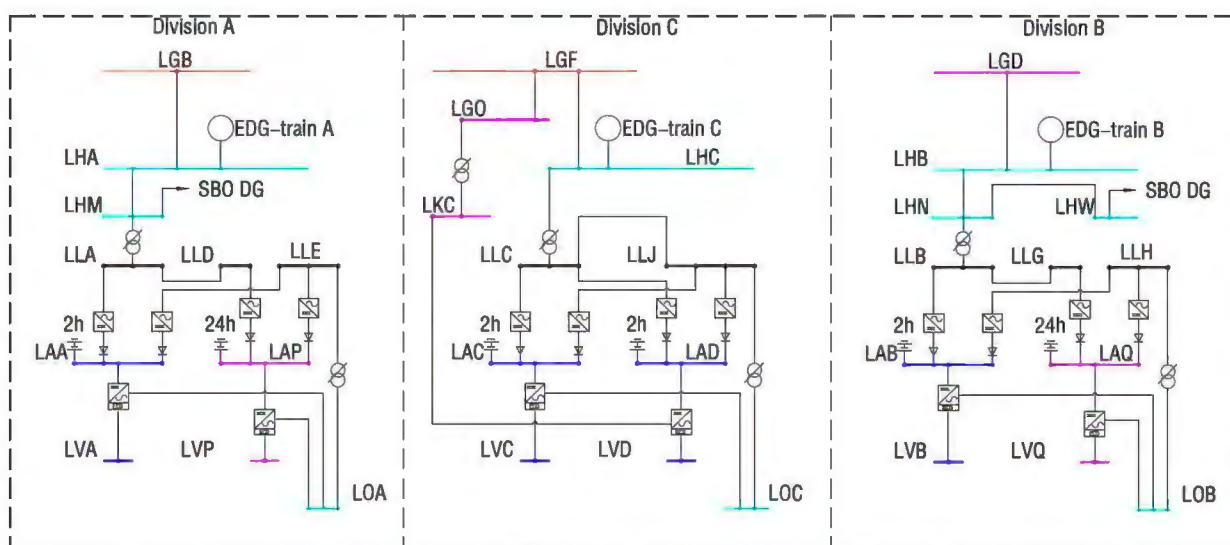
Slika 4.3-38: Arhitektura električnega sistema

Generator

Nazivna moč generatorja je 1.333 MVA. Faktor moči je 0,9.

Lastna raba elektrarne

Sistem za zasilno napajanje (Emergency Power Supply System, EPSS) skrbi za zanesljivo in raznovrstno dobavo električne energije aktivnim sistemom in zagotavlja izvedbo njihove varnostne funkcije. Med normalnim obratovanjem se kot zunanji dovod električne energije uporabljata dva neodvisna vira za glavni in pomožni vir. V primeru izpada zunanjega električnega napajanja (LOOP) so na lokaciji elektrarne za vsak reaktor na voljo po trije dizelski generatorji, ki so odgovorni za tri varnostne veje izmeničnih (AC) virov električnega napajanja. Trije dizelski generatorji zadostujejo za varno zaustavitev elektrarne v primeru LOOP. Vsak EU- HPR1000 je opremljen še z enim dizelskim generatorjem v primeru popolne izgube električnega napajanja (SBO), ki je zasnovan kot nadomestni vir energije za obratovanje elektrarne v skladu z DEC (npr. SBO). V primeru odpovedi omenjenih virov napajanja se kot začasni vir električnega napajanja lahko uporabijo mobilni dizelski generatorji. Poleg izmeničnih (AC) virov električnega napajanja so v reaktorju EU-HPR1000 na voljo še baterijski sklopi, ki dobavljajo enosmerni tok (DC) pri različnih napetostih. Dva neodvisna 24 urna sklopa baterij sta namenjena napajanju ventilov, instrumentacije in regulacije pasivnih sistemov.



Slika 4.3-39: Lastna raba elektrarne EU-HPR1000

4.3.2.7 VVER-TOI (ROSATOM)

4.3.2.7.1 Splošni podatki

Tlačnovodni reaktor VVER-TOI s toplotno močjo 3.300 MW je produkt podjetja ROSATOM iz Ruske Federacije. Reaktor je nastal kot nadaljevanje razvoja reaktorjev, ki so temeljili na tehnologiji reaktorja VVER-1000. Eden izmed teh je reaktor VVER-1200, ki tvori osnovni dizajn reaktorja AES-2006. Prvi VVER-TOI reaktor bo enota 1 jedrske elektrarne Kursk II. Gradnja se je začela aprila 2018 s predvidenim datumom dokončanja, aprila 2022. Poleg tega je načrtovanih še dodatnih 11 enot VVER-TOI.



Slika 4.3-40: Reaktor VVER-TOI

Tudi organizacija evropskih proizvajalcev energije (EUR) je prepoznala, da reaktor ustreza evropskim zahtevam. Glavne značilnosti reaktorja VVER-TOI so:

- Uparjalniki z vodoravnimi U-cevmi;
- Štiri varnostne proge;
- Dvojni zadrževalni hram;
- Načrtovana obratovalna doba 60 (šestdeset) let;
- Aktivni sistem za visoko in nizkotlačno varnostno vbrizgavanje;
- Pasivni sistem za poplavljanje reaktorske sredice;
- Aktivni in pasivni varnostni sistemi za težke nesreče;
- Pasivne avtokatalitske sežigne peči za vodik;
- Lovilec staljene sredice za primer težke nesreče;
- Pasivni sistem za odvajanje toplote neposredno iz zadrževalnega hrama za primer težke nesreče;
- Pasivni sistem za odvajanje toplote preko uparjalnikov za primer težke nesreče;
- Neodvisnost od zunanjega električnega napajanja za obdobje 72 ur;
- Rezervoarji in bazeni znotraj zadrževalnega hrama;
- Povečana seizmična stabilnost.

Osnovni podatki so podani v spodnji tabeli:

Tabela 4.3-20: Osnovni podatki reaktorja VVER-TOI

Električna moč (neto / bruto)	1.188/1.270 MW
Termična moč	3.300 MW
Število hladilnih zank	4
Gorivo	UO ₂ in UO ₂ + Gd ₂ O ₃
Gorivni cikel	18 mesecev
Trajanje remonta (menjava goriva, redna vzdrževalna dela)	16/24/30 dni ⁷
Življenjska doba	60 let
Izkoristek	37,9 %
Razpoložljivost tekom življenjske dobe	93 %
Verjetnost poškodbe sredice (CDF)	2,9x10 ⁻⁷ /leto
Verjetnost večjega izpusta v okolje (LERF)	8,1x10 ⁻⁸ /leto

V reaktorski zgradbi je nameščen reaktor, procesna in električna oprema varnostnih in sistemov za normalno obratovanje, krmilni sistemi, sistemi prezračevanja in ogrevanja zraka. Reaktorska zgradba ima pravokotno obliko, velikosti glede na os: 78,00 x 72,00 m; stavba ima sestavljeno strukturno porazdelitev na več procesnih površinah, ki se nahajajo na skupnem temelju stavbe. Jedro stavbe je iz dvojnega zadrževalnega hrama v katerem se nahaja območje za lokalizacije nesreče (ALA). Zadrževalni hram je sestavljen iz dveh zadrževalnikov: notranjega hermetičnega (premera 22,00 m) in zunanjega (premera 25,40 m), ki ščiti notranji zadrževalnik pred zunanjimi vplivi. Znotraj hermetičnega prostora (v ALA) so reaktor (RP), bazen za izrabljeno gorivo (FP), sistemi, ki delujejo v skladu s parametri primarnega kroga, prezračevalni sistem, oprema za ravnanje in popravilo goriva. Osnovni podatki zadrževalnega hrama so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.3-21**).

Tabela 4.3-21: Osnovni podatki zadrževalnega hrama VVER-TOI

Premer zadrževalnega hrama	44,0 m
Višina zadrževalnega hrama	61,7 m
Debelina kovinske obloge	6 mm
Debelina betonske lupine (obod)	1,6 m
Debelina betonske lupine (kupola)	1,2 m
Projektni notranji nadtlak	4 bar

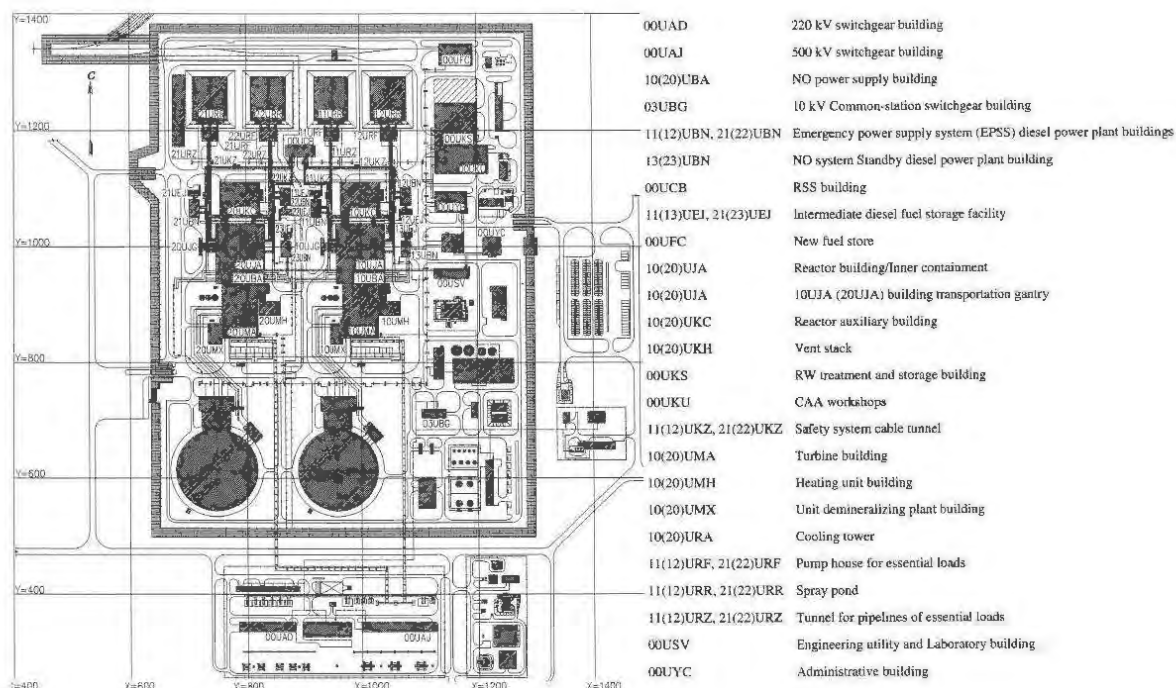
Splošna postavitev lokacije elektrarne VVER-TOI predvideva izgradnjo jedrske elektrarne, sestavljene iz dveh enot, z možnostjo širitve v prihodnosti. Razmik med enotami je 210 m, kar omogoča postavitev inženirskih in transportnih povezav med enotami, pa tudi vzpostavitev oboda nadzorovanega območja med enotama tako, da se omogoči njihov samostojni zagon kot posamezen kompleks. Nadzorovano območje med enotama velja za začasno obratovalno zgradbo, ki se uporablja za zagon enote 1, ki ga je treba

⁷ Zaustavitev za delno menjavo goriva in omejeno vzdrževanje reaktorja (16 dni)

Zaustavitev za delno menjavo goriva in srednje vzdrževanje reaktorja (24 dni)

Zaustavitev za menjavo gorivo, vzdrževanje reaktorja in delne preglede reaktorja (30 dni)

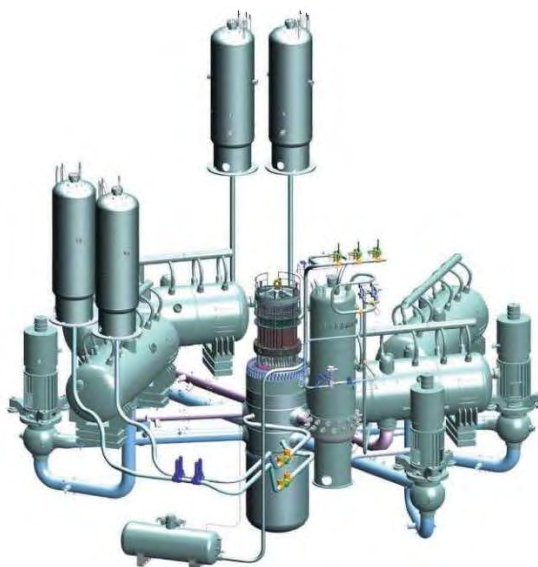
razstaviti po zagonu enote 2. Ograjena površina za osnovno zasnovo znaša 59,8 hektarja, za opcijo z dodatnimi (opcijskimi) zgradbami pa 66,0 hektarja.



Slika 4.3-41: Razporeditev zgradb VVER-TOI

4.3.2.7.2 Primarni sistem

Jedrska elektrarna na osnovi reaktorja VVER-TOI je štirizančna. Vsaka zanka vsebuje motorno gnano reaktorsko hladilno črpalko z zahtevanimi vztrajnostnimi parametri in enim vodoravnim uparjalnikom s potopljeno površino izmenjave toplote. Reaktor je navpična tlačna posoda, v kateri se nahajajo notranji sistemi (zaščitna enota za cevi, sod sredice in obodna plošča sredice), sredica, regulacijske palice in instrumentacijska tipala znotraj sredice. Reaktor je nameščen v betonski votlini z biološkim in toplotnim ščitom ter hladilnim sistemom. Pritrditev reaktorja znotraj votline na dveh višinah ga ščiti pred premiki pri seizmičnih sunkih in zlomih cevovodov. Betonska votlina, električna oprema, instrumentacijske šobe v sredici in mehanizmi za premikanje regulacijskih svežnjev so hlajeni zračno. Primarni in sekundarni sistem sta prikazana na spodnji sliki (Slika 4.3-42).



Slika 4.3-42: Primarni in sekundarni sistem reaktorja VVER-TOI

Reaktorska sredica vsebuje 163 gorivnih elementov (fuel assemblies - FA). Aktivna dolžina gorivnih palic znaša 3.730 mm. Vsak gorivni element vsebuje 313 gorivnih palic. Ogrodje gorivnega elementa je sestavljeno iz 18 vodilnih kanalov, 13 privarjenih distančnikov, instrumentacijskega kanala in podporne rešetke. Srajčka gorivnih palic je cev iz cirkonija. Sintrane tabletki UO_2 z maksimalno obogatitvijo 5 % ($4,95 \pm 0,05$) so naložene znotraj srajčke. Povprečni linearni toplotni tok gorivne palice znaša 420 W/cm. Znotraj sredice je nameščenih do 94 svežnjev regulacijskih palic (rod cluster control assemblies - RCCAs), katerih namen je hitra zaustavitev verižne reakcije, vzdrževanje moči na predpisanem nivoju ter prehod iz enega nivoja na drugi, dvigovanje aksialne moči in izničenje nihanj ksenona. Maksimalni efektivni čas obratovanja gorivnega elementa med menjavami goriva za 18-mesečni gorivni cikel znaša 12.204 efektivnih ur. Povprečna izgorelost odstranjenega goriva znaša 49,5 MWD/kg U. Za osnovni gorivni cikel se v sredico letno nalaga 42 svežih gorivnih elementov.

Tabela 4.3-22: Osnovni podatki primarnega sistema VVER-TOI

Temperatura hladila v hladni zanki / vroči zanki	297,2 °C/ 328,8 °C
Število gorivnih elementov	163
Tip gorivnega elementa	heksagonalna oblika sestavljena iz 313 gorivnih elementov
Aktivna dolžina goriva	3,73 m
Povprečna linearna toplotna moč	4,2 kW/m
Število regulacijskih palic	94
Zunanji premer reaktorske posode	4,645 m
Izdelava reaktorske posode	kovani obroči, brez vzdolžnih zvarov
Pretok hladila skozi reaktor	87.460 m ³ /h
Površina za prenos toplote v uparjalniku	/ m ²
Tlak pare na izstopu iz uparjalnika	70,0 bar
Prostornina tlačnika	79 m ³

4.3.2.7.3 Varnostni sistemi

Pri reaktorjih tipa VVER-TOI, bo reaktor ostal v stanju zaustavitve, če so le regulacijske palice umeščene v reaktorsko sredico, tudi na dolgi rok pri nizki temperaturi. To pomeni, da je lahko reaktor ohlajen do varnega stanja zaustavitve brez bojazni, da bi lahko postal ponovno kritičen, in brez obvezne zahteve za vbrizgavanje bora v reaktorski hladilni sistem. Ne glede na to ima VVER-TOI zanesljive sisteme za vbrizgavanje bora. Ti lahko dodajajo kapljevino z visoko koncentracijo bora v primeru, da iz kakršnegakoli razloga regulacijske palice ne padejo v reaktorsko sredico. Sistem za vbrizgavanje bora ima štiri enake vzporedne črpalke. Za hitro zaustavitev reaktorja zadostuje obratovanje dveh črpalk, tako, da gorivo ne bo poškodovano v nobenem pričakovanem dogodku, ko bi hitro umeščanje regulacijskih palic zatajilo. Če ni nujnega razloga za hitro zaustavitev reaktorja, zadostuje obratovanje ene same črpalke.

Strategija obravnavanja projektnih nezgod temelji tako na delovanju aktivnih kot pasivnih varnostnih sistemov. Strategija obravnavanja težkih nesreč temelji na preferenčnem delovanju pasivnih varnostnih sistemov ter sistema za upravljanje težkih nesreč. V reaktorju VVER-TOI so sledeči aktivni varnostni sistemi:

- Sistem za zasilno zaustavitev reaktorja;
- Sistem za zasilno vbrizgavanje bora;
- Sistem za visokotlačno zasilno vbrizgavanje;
- Sistem za nizkotlačno zasilno vbrizgavanje;
- Sistem pomožne napajalne vode;
- Sistem bistvene oskrbovalne vode;
- Sistem za odvajanje zaostale toplote in hlajenje reaktorja;
- Sistem za hlajenje komponent;
- Sistem za zasilno hlajenje uparjalnikov;
- Sistem za izolacijo glavnega parovoda;
- Sistem za zasilno odvajanje plinov iz primarnega sistema;
- Sistem za preprečitev primarnega nadtlaka;
- Sistem za preprečitev sekundarnega nadtlaka;
- Sistem za gretje, ventilacijo in klimatizacijo za vzdrževanje podtlaka v kolobarjastem predelku zadrževalnega hrama;
- Sistem za zasilno napajanje, vključujoč dizel generatorje ter akumulatorske baterije;
- Prhe zadrževalnega hrama.

V reaktorju VVER-TOI so sledeči pasivni varnostni sistemi:

- Pasivni sistem za zasilno hlajenje sredice (hidro-akumulatorji);
- Pasivni sistem za poplavljanje sredice;
- Pasivni sistem za zasilno odvajanje toplote preko uparjalnikov za primer težke nesreče;
- Pasivni sistem za odvajanje toplote neposredno iz zadrževalnega hrama za primer težke nesreče;
- Sistem za odstranjevanje vodika iz zadrževalnega hrama;
- Dvojni zadrževalni hram in lovilec staljene reaktorske sredice.

V nadaljevanju so bolj podrobno opisani nekateri pomembni sistemi.

Sistem za visokotlačno zasilno vbrizgavanje in hlajenje bazena za izrabljeno gorivo

Sistem za visokotlačno zasilno vbrizgavanje in hlajenje bazena za izrabljeno gorivo je načrtovan, med drugim, za odvajanje zaostale toplote iz goriva, vzdrževanje zahtevane količine hladila v reaktorju v primeru velike izlivne nezgode, zasilno dovajanje hladila v primarni krog v primeru male izlivne nezgode in dovajanje hladila sistemu prh.

Sistem za nizekotlačno zasilno vbrizgavanje

Sistem za nizekotlačno zasilno vbrizgavanje je načrtovan za dovajanje raztopine borove kisline v reaktorski hladilni sistem v primeru izlivne nezgode, vključno z zlomom v reaktorskem hladilnem sistemu z maksimalnim nazivnim premerom 850 mm, ko se tlak v sistemu spusti pod nazivno vrednost določenega nizekotlačnega sistema za zasilno vbrizgavanje.

Pasivni sistem za zasilno hlajenje sredice

Pasivni del sistema za zasilno hlajenje sredice, ki je komplementaren sistemu, za visokotlačno zasilno vbrizgavanje in hlajenje bazena za izrabljeno gorivo, je načrtovan za dovajanje raztopine borove kisline z minimalno koncentracijo 16 g/kg pri primarnem tlaku, nižjem od 5,9 MPa, v začetni fazi izlivne nezgode. Sistem zagotovi hlajenje sredice preden se sprožijo, tekom projektnih izlivnih nezgod, nizekotlačni sistem za zasilno in planirano hlajenje, ter hlajenje bazena za izrabljeno gorivo. Sistem deluje na osnovi hidro-akumulatorjev.

Pasivni sistem za poplavljanje sredice

Pasivni sistem za poplavljanje sredice je načrtovan za dovajanje raztopine borove kisline s koncentracijo 16 g/dm³ v reaktorsko sredico pri znižanju primarnega tlaka na 1,5 MPa in manj, s ciljem dopolniti količino vode v sredici do varnega nivoja, in tako zagotoviti zanesljivo hlajenje skupaj s pasivnim sistemom za odvajanje toplote tekom izlivnih nezgod v reaktorskem hladilnem sistemu (vključno z nezgodami, ki sovpadajo z izgubo električnega izmeničnega (AC) napajanja za obdobje 24 ur in več). Raztopina borove kisline v rezervoarjih za pasivno poplavljanje sredice se uporablja za polnjenje reaktorske posode reaktorskega bazena med menjavo goriva.

Sistem za zasilno vbrizgavanje bora

Sistem za zasilno vbrizgavanje bora je načrtovan za vbrizgavanje bora v tlačnik v primeru puščanja iz primarnega v sekundarni sistem, da bi se znižal tlak v primarnem sistemu in ustvarila zahtevana koncentracija borove kisline v primarnem hladilu pri razširjeni projektni nesreči brez zaustavitve reaktorja.

Sistem za zasilno odvajanje plina

Sistem za zasilno odvajanje plina je načrtovan za odvajanje mešanice vodne pare in plina iz primarnega kroga in znižanje primarnega tlaka, da bi se ublažile posledice projektnih in razširjenih projektnih nesreč.

Sistem za preprečitev primarnega nadtlaka

Sistem za preprečitev primarnega nadtlaka je načrtovan za zaščito opreme in cevovodov pred nadtlakom na primarni strani pri nekaterih projektnih nezgodah in pri razširjenih projektnih nesrečah. Do tega bi lahko prišlo vsled delovanja razbremenilnih ventilov tlačnika, nameščenih na liniji izpusta vodne pare iz tlačnika v razbremenilni rezervoar.

Sistem za preprečitev sekundarnega nadtlaka

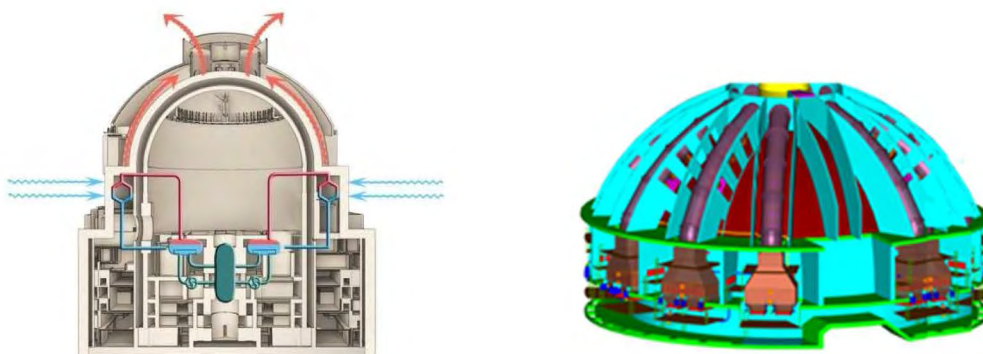
Sistem za preprečitev sekundarnega nadtlaka je načrtovan za zaščito opreme in cevovodov pred nadtlakom na sekundarni strani pri nekaterih projektnih nezgodah in pri razširjenih projektnih nesrečah. Do tega bi lahko prišlo vsled delovanja razbremenilnih ventilov tlačnika, nameščenih na sekcijah parovoda med uparjalniki.

Sistem za izolacijo glavnega parovoda

Sistem za izolacijo glavnega parovoda je načrtovan za hitro in zanesljivo izolacijo uparjalnika od sekcije, ki pušča. Sistem je načrtovan za delovanje pri vseh nezgodah, ki zahtevajo izolacijo uparjalnika.

Pasivni sistem za odvajanje toplote za primer težke nesreče

Pasivni sistem za odvajanje toplote (PHRS) je načrtovan za dolgoročno odvajanje zaostale toplote iz sredice tekom težke nesreče z izgubo vsega električnega izmeničnega (AC) napajanja, pri pogoju ohranitve celovitosti primarnega in sekundarnega kroga. Poleg tega, pri nekaterih scenarijih težkih nesreč s puščanjem primarnega ali sekundarnega kroga, kombiniranjem s sočasno izgubo vseh virov električnega AC napajanja, PHRS prispeva k zagotavljanju potrebnega hladila v primarnem krogu s kondenzacijo vodne pare v ceveh uparjalnikov, pri čemer je para generirana v reaktorju. Zaradi odvajanja toplote v uparjalnikih na sekundarni strani in s pomočjo PHRS se kondenzirano primarno hladilo vrača v reaktor.



Slika 4.3-43: Prikaz delovanja pasivnega sistema za odvajanje toplote za primer težke nesreče

Toplotni izmenjevalci, kot prikazano na zgornji sliki (**Slika 4.3-43**) so nameščeni na višini okoli 40 m in so zaščiteni z gradbenimi konstrukcijami, tako da je možna odpoved zaradi poplav ali drugih naravnih vplivov ter vplivov, ki jih povzroči človek (zračni udarni valovi posledice eksplozije, kakor tudi orkani in viharji) izključeni.

Pasivni sistem za odvajanje toplote neposredno iz zadrževalnega hrama za primer težke nesreče

Pasivni sistem za odvajanje toplote iz zadrževalnega hrama se nanaša na obvladovanje težke nesreče in je namenjen zveznemu (ne krajšemu od 72 ur pri avtonomnem delovanju) odvajanju toplote iz zadrževalnega hrama tekom težke nesreče.

Pasivni sistem za odvajanje toplote preko uparjalnikov za primer težke nesreče

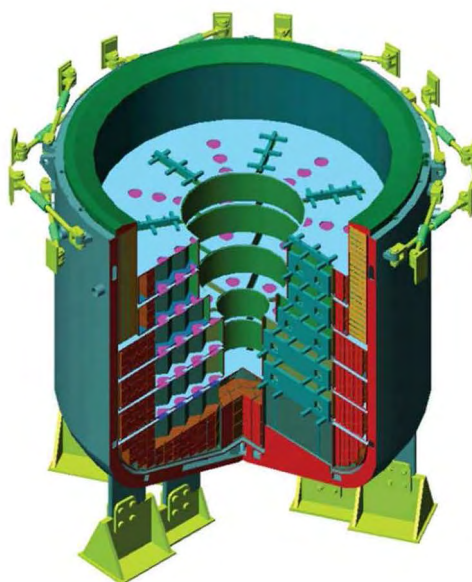
Pasivni sistem za odvajanje toplote preko uparjalnikov je načrtovan za zvezno odvajanje zaostale toplote iz reaktorske sredice do končnega ponora toplote preko sekundarnega kroga tekom težke nesreče. Sistem podvaja ustrezeni aktivni sistem odvajanja toplote do končnega ponora toplote v primeru, da le-ta odpove.

Sistem za odstranjevanje vodika iz zadrževalnega hrama

Pri projektnih nezgodah sistem vzdržuje koncentracijo vodika v zmesi vodne pare in zraka nižjo od mej koncentracije za širjenje plamena, znotraj načrtovanega območja spreminjanja parametrov, v predelkih pod zadrževalnim hramom. Pri težkih nesrečah sistem vzdržuje koncentracijo vodika pri vrednostih, ki izključujejo detonacijo in napredovanje hitrega zgorevanja v velikih prostorih (po dimenzijah primerljivih z glavnimi predelki zadrževalnih hramov). Oprema sistema za odstranjevanje vodika sestoji iz sklopa pasivnih avtokatalitskih sežignih peči za vodik in mesta za inšpekcijske preizkuse vzorčenja.

Zadrževanje radioaktivnih materialov

Zadrževalni hram z dvojno steno in lovilec staljene reaktorske sredice sta načrtovana tako, da zadržita radioaktivne snovi in sevanje znotraj mej, predvidenih v dizajnu. Lovilec sredice je prikazan na spodnji sliki (Slika 4.3-44). Pasivni filtrirni sistem analusa pa je zasnovan za nadzorovano odstranjevanje mešanice pare in plina v primeru izgube virov električnega napajanja. Uporaba tega sistema onemogoča nenadzorovano puščanje v atmosfero v vseh okoliščinah, vključno z odpovedjo aktivnega prezračevalnega sistema.



Slika 4.3-44: Lovilec staljene reaktorske sredice v reaktorju VVER-TOI

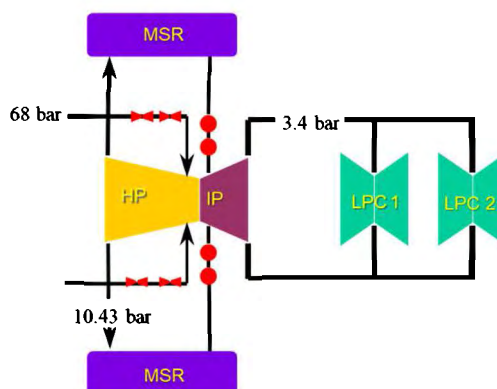
4.3.2.7.4 Sekundarni sistemi

Komunikacija parne turbine in reaktorja sta povezana preko nadzornega in varnostnega sistema. Zagotovljeno usklajevanje med proizvodnjo toplote v reaktorju in porabo pare v turbini, rezultira v ohranjanje konstantnega tlaka sveže pare pri obratovanju na moči. Tlak sveže pare je podprt s krmilnim sistemom turbine medtem, ko krmilni sistem reaktorja podpira moč nevtronov.

Os turbine je nameščena tako, da potencialni izstrelki (na primer zadnja lopatica nizkotlačne turbine) ne vplivajo na reaktorski prostor, varnostne sisteme ter sisteme, ki so pomembni za varnostne sisteme razredov 1 in 2.

V turbini so bile izvedene številne oblikovne značilnosti, ki so osnovna filozofija Alstoma:

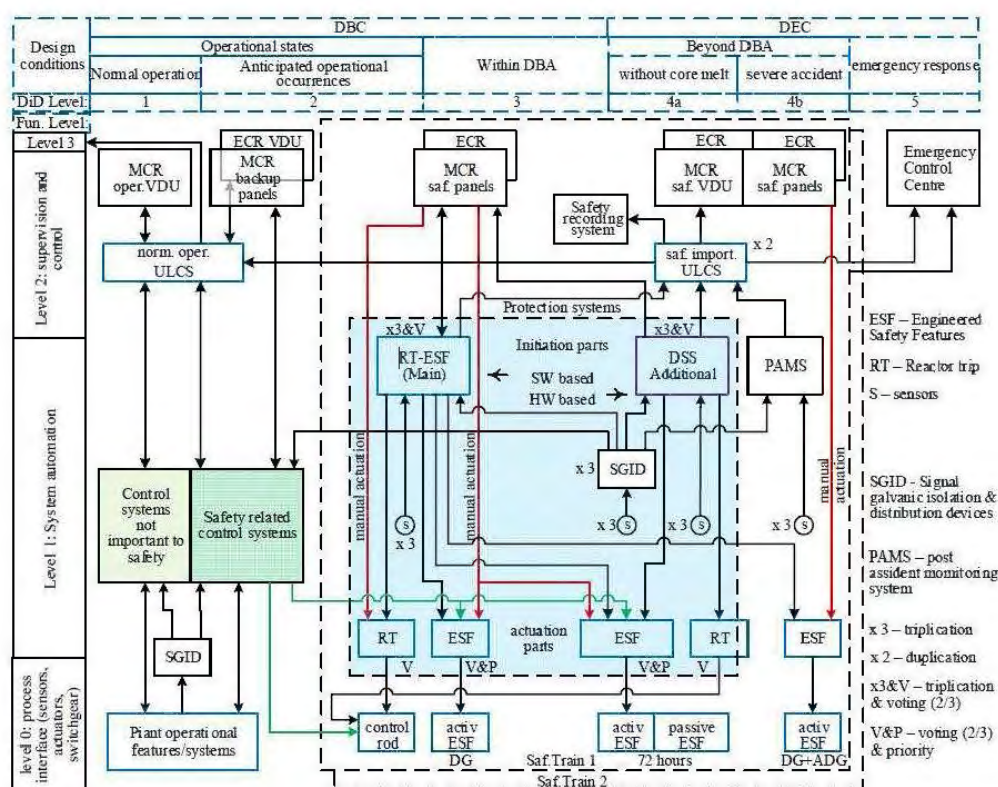
- Trostopenjska parna turbina z nizko hitrostjo (1.500 vrt/min), sestavljena iz skupnega srednjetačnega in visokotlačnega dela ter dvojnega pretoka na nizkotlačni del;
- enojna ekspanzija pare v srednje in visokotlačnem delu zagotavlja optimalne zmogljivosti in kompaktno konfiguracijo;
- uporaba gredi rotorja na srednje in visokotlačnem delu iz varjenih elementov.



Slika 4.3-45: Shematski prikaz turbine reaktorja VVER-TOI

4.3.2.7.5 Instrumentacijski in regulacijski sistemi (I&C)

Kot rezultat ocene vseh I&C funkcij je bil ugotovljen njihov pomen glede na varnost (kategorije A, B, C po IEC 61226 ali funkcionalne ravni F1A, F1B, F2 glede na EUR), kot tudi raven obrambe v globino (DiD) za vsako funkcijo, ki se nanje sklicuje. **Slika 4.3-46** prikazuje konceptualni shematični diagram porazdelitve I&C podsistemov med nivoji obrambe v globino (DiD).



Slika 4.3-46: Konceptualni shematski prikaz podsistemov instrumentacije in regulacije

Glede na zasnovo, I&C arhitektura upošteva porazdelitev funkcij med nivoji obrambe v globino (DiD) in v skladu s to distribucijo ureja naslednjo porazdelitev opreme podsistema I&C na pet ravni:

Raven 1 - Normalni obratovalni nadzor in predvideni operativni dogodki za preprečevanje nezdod.

Raven 2 - Zaznavanje odstopanj od običajnega obratovalnega stanja in preprečevanje njihovega podaljševanja, kar bi lahko povzročilo nezaželene razmere.

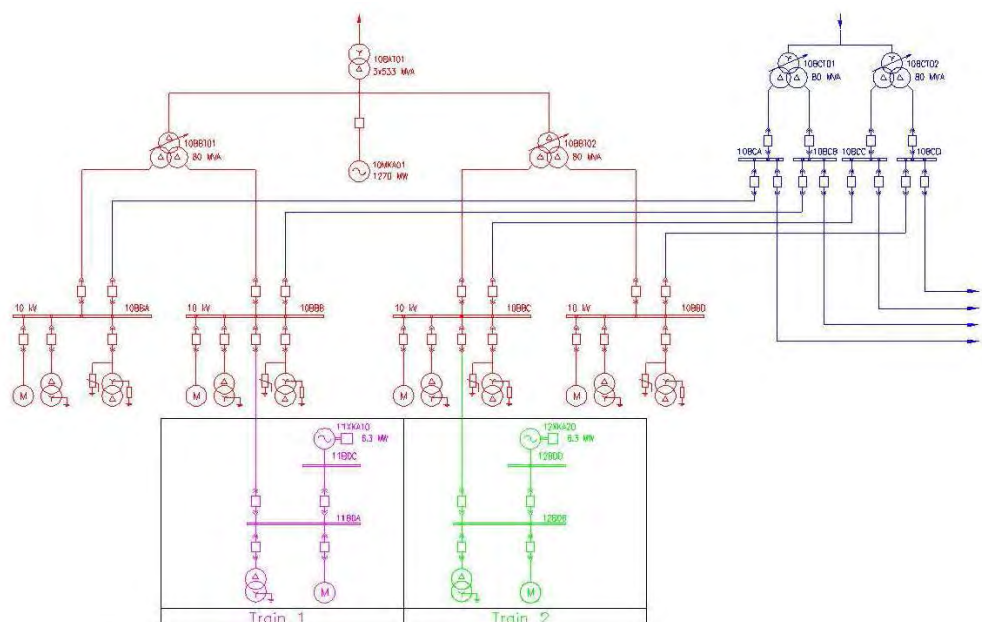
Raven 3 - Preprečevanje razširitve nezaželenega obratovanja na projektna nezgode ter nezgode izven projektnih osnov s pomočjo varnostnih sistemov.

Raven 4a (brez taljenja goriva) - Preprečevanje širjenja izven projektnih nezgod na težje nezgode s taljenjem sredice reaktorja.

Raven 4b (s taljenjem goriva) - Preprečevanje težjih nezgod, ki so izven projektnih nezgod.

Stopnja 5 - Zmanjšanje radioloških posledic po znatni emisiji radioaktivnih snovi. Priprava in izvedba (po potrebi) načrtov za izredne razmere, ki pokrivajo območje elektrarne in okolico.

Slika 4.3-46 prikazuje tudi funkcionalne ravni, kjer so komponente nivoja 0 (senzorji, gonilniki, električna stikala) vgrajene konvencionalno (s puščicami, usmerjenimi proti stopnji 0 ali nazaj), zaradi preglednosti pa so narisane preko funkcionalne ravni, na katero se nanašajo (npr. senzorji). Funkcionalna raven 3 - "raven upravljanja lokacije ter komunikacije z oddelki izven elektrarne" ni prikazana na sliki, saj je ne zajema sistem I&C. Vendar pa del zasnove predvideva, da oprema za I&C prenaša podatke v enosmernem načinu iz I&C na zahtevo sistema, ki se nanaša na funkcionalno raven 3.



Slika 4.3-48: Prikaz omrežja sistema za električno napajanje v sili (EPSS)

Pomožni napajalni sistem neprekinjenega normalnega obratovanja je sestavljen iz dveh 10 kV odsekov, ki se napajata iz dveh odsekov normalnega obratovanja v načinu normalnega obratovanja in iz skupne enote dizel generatorja v primeru izgube električne energije. Skupna enota dizel generatorja zagotavlja 100-odstotno podporo, ki je potrebna za zagotavljanje obratovanja pomembne in drage opreme v brez napetostnem stanju na delovnih in pomožnih transformatorjih v pripravljenosti.

Generator

Nazivna moč generatorja je 1.411 MVA. Faktor moči je 0,9.

Lastna raba elektrarne

Pri normalnem načinu obratovanja elektrarne je zagotovljena polna moč ter vzdrževana potrebna napetost 500 kV na vodilih (busbars), prav tako ima elektrarna tudi dovolj pomožne moči.

Pri normalnem obratovanju porabniki pomožne moči, vključno z zasilnim napajalnim sistemom (EPS), prejemajo energijo iz pomožnih normalnih transformatorjev.

Dizelski generatorji so v pripravljenosti, pripravljeni za samodejni zagon.

Polnilne baterije se nenehno polnijo.

V primeru nezgode izven dizajna (povezanih s popolno izgubo energije iz vseh virov izmeničnega toka in / ali izgubo končnega ponora toplote) je po 72 urah je zagotovljeno krmiljenje ventilov:

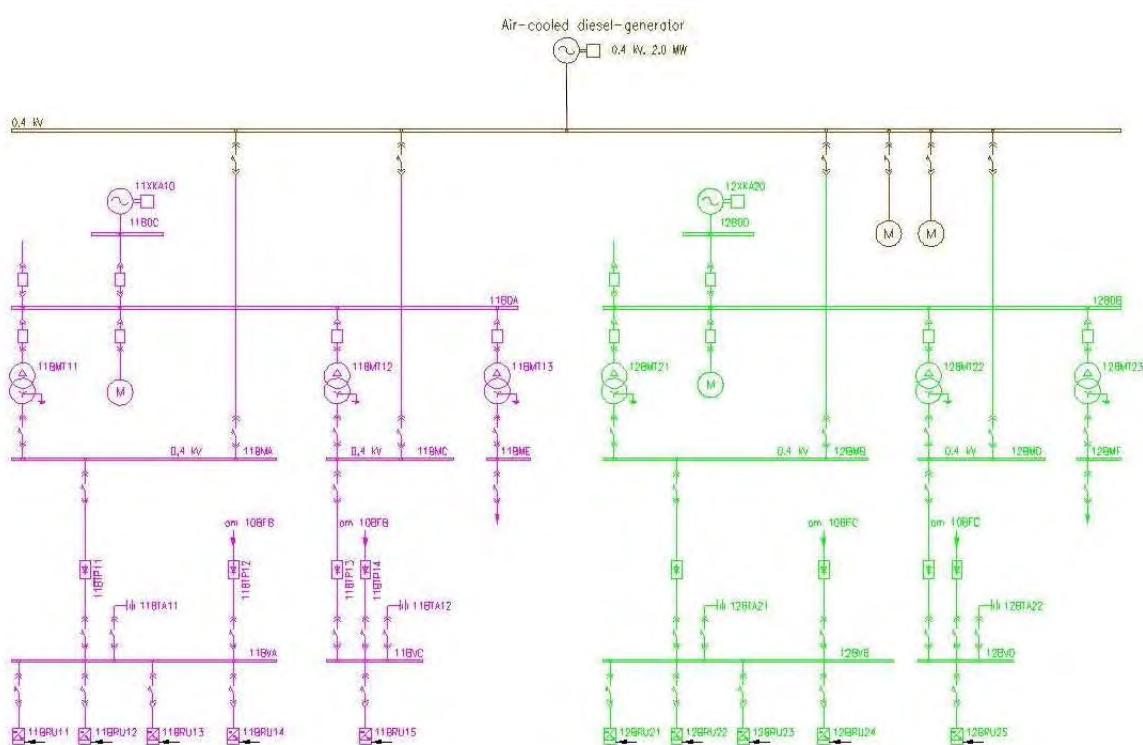
- s pomočjo dodatnih procesnih mehanizmov, predvidenih v 1. veji varnostnega sistema;
- z delno uporabo sistemov za preklop ventilov;
- z električnim napajanjem iz alternativnega dizel generatorja (zračno hlajenim) z zmogljivostjo 2000 kW, kar je predvideno v dizajnu.

Isti dizel generator napaja tudi enosmerne plošče in polni baterijo (s časom praznjenja 2 in 72 ur) preko usmernikov v dveh vejah varnostnega sistema (EPS).

Enote za enosmerni tok napajajo varnostni sistem ter sistem za spremljanje po izrednih razmerah kot tudi varnostni sistem za aktiviranje inženirskih naprav (Engineering Safety Feature Actuation System, ESFAS) v dveh vejah varnostnega sistema.

Mehanizmi, ki dobivajo električno moč od alternativnega dizel generatorja, vključujejo:

- črpalke za vbrizgavanje bora (2 kos);
- brizgalna črpalke (sprinkler pump);
- prezračevalni stolp za hlajenje;
- črpalke KAA25AP001 procesnega omrežja 11, posebej nameščena v 1. kanalu;
- ventili na motorni pogon.



Slika 4.3-49: Dobava električne energije v primeru izgube napajanja

4.3.2.8 Literatura

Literatura za AP1000

- Westinghouse AP1000-DCD, Westinghouse AP1000 European Design Control Document, EPS-GW-GL-700, Rev. 1.
- AP1000 brochure, http://www.westinghousenuclear.com/docs/AP1000_brochure.pdf.
- T. L. Schulz, Westinghouse AP1000 advanced passive plant, Nuclear Engineering and Design, 236 (2006), 1547-1557, <http://dx.doi.org/10.1016/j.nucengdes.2006.03.049>.
- Prosojnice AP1000 Design Overview, June 3, 2009 Westinghouse Electric Company LLC Tim Meneely, AP1000 Nuclear Systems.
- Prosojnice AP1000 Nuclear Power Plant, Terry L. Schulz, Westinghouse Electric Company, LLC, July 22, 2008.
- NUREG-1793, Final Safety Evaluation Report Related to Certification of the AP1000 Standard Design, Supplement 2, U.S. NRC, September 2011.

Literatura za ATMEA1

- ATMEA1, Standard Design Description, July 2010.
- ATMEA1 Reactor, Review of Safety Options, Autorité de Sureté Nucléaire, January 2012.
- Status Report ATMEA1, IAEA, December 2015.
- ATMEA1 Presentation Brochure, Areva & Mitsubishi, 31.1.2018, <http://www.atmea-sas.com/ATMEA1/liblocal/docs/ATMEA1%20Brochure.pdf>.
- IAEA Generic Review of ATMEA1 PWR Reactor Design against IAEA Safety Standards for ATME, ASAS Generic Reactor Safety Review Project, NSNI/SAS/GRSR/2/2008.

Literatura za EPR

- AREVA, U.S. EPR Safety Analysis Report, Rev. 5, September 2013, <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert/epr/reports.html>.
- U.S. EPR Diversity and Defense-in-Depth Assessment, Technical Report, ANP-10304, Revision 5, AREVA NP Inc., May 2012.
- UK EPR™ nuclear power plant design by AREVA NP SAS and Electricité de France SA, Decision document, Environment Agency, December 2011.
- Generic Design Assessment of EDF and Areva UK EPR Nuclear Reactor, Office for Nuclear Regulation, Documents about the Environment Agency's consultation and decisions on UK EPR design by EDF and AREVA (1 June 2010, 1 December 2011, 13 December 2012), <https://www.gov.uk/government/publications/generic-design-assessment-uk-epr-nuclear-power-plant-design-by-areva-np-sas-and-electricite-de-france-sa-consultation-documents>, <https://www.gov.uk/government/publications/generic-design-assessment-uk-epr-nuclear-reactor-design-by-areva-np-sas-and-electricite-de-france-sa>, <https://www.gov.uk/government/publications/new-nuclear-power-plant-designs-generic-design-assessment>, 5.2.2018.
- Prosojnice U.S. EPR Design Overview, Mary Beth Baker, AREVA NP, Inc., Presented to US DOE October 20, 2006.

Literatura za EU-APR1400

- Preliminary Self-Assessment of EU-APR1400 for Compliance with Key EUR Requirements, KHNP, 2103.
- EU-APR1400 Design Concepts for Mitigation of severe Accidents, Strokovna predstavitev, Marec 2015, Lim Hak Kyu in Yoon Sun Hong, ICEPCO E&C.
- Korea Electric Power Corporation, Korea Hydro & Nuclear Power Co., LTD. APR1400 Design Control Document Tier 1. APR1400-K-X-IT-14001-NP Revision 0. 2014. <https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert/apr1400/dcd.html>.
- Korea Electric Power Corporation, Korea Hydro & Nuclear Power Co., LTD. APR1400 Design Control Document Tier 2. APR1400-K-X-IT-14002-NP Revision 0. 2014. <https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert/apr1400/dcd.html>.
- Status report 83 – Advanced Power Reactor 1400 MWe (APR1400), International Atomic Energy Association, 2011. <https://aris.iaea.org/PDF/APR1400.pdf>.
- Prosojnice »Overview of APR1400 Design«, November 19-22, 2013 ICEPCO Engineering & Construction Company, Inc., Jong Tae Seo. https://www.iaea.org/INPRO/7th_Dialogue_Forum/Korea_Overview_of_APR1400Design_Rev01.pdf.

Literatura za APR1000

- Status Report 103 – Advanced Power Reactor (APR1000), <https://aris.iaea.org/PDF/APR1000.pdf>.
- Plant General Description (APR1000), Volume II, Part II, Korea Electric Power Co. Engineering & Construction (KEPCO E&C), 2016.

Literatura za EU-HPR1000

- Technical Plant Description, European Utility Requirement Assessment for EU HPR1000, China Nuclear Power design Co., LTD, 2019.
- Design Description Document, European Utility Requirement Assessment for EU HPR1000, China Nuclear Power design Co., LTD, 2018.
- Technical Start-up Seminar for EU HPR1000 Assessment, Prague, China Nuclear Power design Co., LTD, 2018.
- Li Sheng Jie (China Nuclear Power Design Co., Ltd), »Research on Safety System Configuration of HPR1000«, spleti: <https://nucleus.iaea.org/sites/gsan/act/noveldesignsafety/Documents/Mr.%20S.%20Li%20The%20Configuration%20of%20HPR%20100%20Safety%20Systems.pdf>.
- Xing Ji and Wang Hui, »"Practical Elimination on Large Release of Radioactive Materials" and Safety Performance Research on HPR1000«, H. Jiang (ed.), Proceedings of The 20th Pacific Basin Nuclear Conference, DOI 10.1007/978-981-10-2311-8_60.
- Ji Xing, Daiyong Song, Yuxiang Wu, »HPR1000: Advanced Pressurized Water Reactor with Active and Passive Safety«, Engineering 2 (2016) 79–87.
- D.C. Sun, Y. Li, Z. Xi, Y.F. Zan, P.Z. Li, W.B. Zhuo, »Experimental evaluation of safety performance of emergency passive residual heat removal system in HPR1000«, Nuclear Engineering and Design 318 (2017) 54–60.

- Danting Sui, Daogang Lu, Changzhong Shang, Yuanyuan Wei, Xianjie Zhang, »Response characteristics of HPR1000 primary circuit under different working conditions of the atmospheric relief system after SBLOCA«, Nuclear Engineering and Design 314 (2017) 307–317.
- »UK HPR1000 Generic Design Assessment (GDA), Assessment of the readiness of the GDA Requesting Party (RP) and ONR to commence GDA«, Project Assessment Report ONR-NR-PAR-16-005, Revision 0, 21 October 2016, Office for Nuclear Regulation, UK, 2017.

Literatura za VVER-TOI

- VVER-TOI POWER UNIT No. 1, Preliminary Safety Analysis Report, General Provisions and Approaches to the Design of Buildings, Structures, Systems and Components, TOI-PSAR0103-BAA0002, Revision A01, Atomenergoproekt, 2013.
- Status report 107 – VVER-1200 (V-392M), IAEA, August 2011.
- The VVER Today, ROSATOM Overseas Joint Stock Company, Russian Federation (date unknown).
- J. Laaksonen, VVER-type nuclear power plants and evolution of their safety, ROSATOM, Meeting of the Finnish Nuclear Society, 2013.
- H. Hirsch, A.Y. Indradiningrat, Safety of VVER-1200/V491 – Application of WENRA Safety Objectives, 1st International Conference on Nuclear Risk – NURIS 2015, Vienna, Austria, 16-17 April 2015.

Skupna (splošna) literatura

- M. Leskovar, A. Berar, V. Centrih, L. Cizelj, L. Fabjan, I. Kljenak, M. Matkovič, B. Mavko, A. Prošek, S. Shawish, I. Tiselj, A. Volkanovski, Obvladovanje resnih nezgod v potencialnih reaktorjih za JEK 2, IJS Delovno poročilo IJS-DP-11022, izdaja 1, Ljubljana, 2012.
- IJS-DP-12475, Opis varnostnih karakteristik sedmih potencialnih reaktorjev za JEK 2, Institut »Jožef Stefan« - Delovno poročilo, 2018.
- T. Skobe, R. Istenič, I. Jenčič, J. Kovačič, M. Koželj, A. Kavčič, P. Jan, T. Setnikar, Opis tehnologij potencialnih reaktorjev za projekt druge enote jedrske elektrarne Krško - Krško 2, Institut "Jožef Stefan" IJS-DP-9984, izdaja 1, sept. 2008.

4.3.3 Tehnične rešitve za sistem povratne hladilne vode

V nadaljevanju je opisano hlajenje turbinskega kondenzatorja načrtovane JEK 2 s hladilnimi stolpi na naravni vlek. Zaradi omejenih količin hladilne vode iz reke Save, hlajenja turbinskega kondenzatorja načrtovane JEK 2 ni možno izvesti s pretočnim sistemom hlajenja, kot je to urejeno pri obstoječi NEK. Pri elektrarnah velikih moči, kjer je v turbinskem kondenzatorju treba zagotoviti odvod velikih količin odpadne toplote (preko 2.900 MW_e pri enotah električne moči cca 1.600 MW_e), se kot alternativna tehnična rešitev uporablja sistem povratne hladilne vode s hladilnimi stolpi.

Uporaba mokrih hladilnih stolpov na naravni vlek je široko uveljavljena. Za vse vrste sistemov in naprav, tako tudi za hladilne sisteme, je »pristop BAT« (Best Available Techniques) metoda ali postopek, ki skozi poglobljeno obravnavo privede do zmanjšanja vplivov na okolje, pri čemer je pomembno iskanje ravnotežja med neposrednimi in posrednimi vplivi na okolje. Pri uvajanju ukrepov za zmanjšanje vplivov na okolje je treba biti pozoren na izkoristek hladilnega sistema. Pozitivni učinki, ki se kažejo v zmanjšanju vplivov na okolje se praviloma odražajo v znižanju izkoristka hladilnega sistema.

Pri velikih energetske objekti, kot so jedrske elektrarne in termoelektrarne, se kot prva izbira priporoča pretočno hlajenje. Kjer pretočno hlajenje ni izvedljivo, ima z vidika energetske učinkovitosti hlajenje z mokrimi hladilnimi stolpi na naravni vlek prednost pred drugimi sistemi hlajenja. Omejitve se tu lahko pojavijo zaradi vizualnih vplivov, ki so posledica velike višine tovrstnih hladilnih stolpov in vidnega oblaka vodne pare.

V nadaljevanju so podane osnovne informacije o hlajenju jedrske elektrarne z močjo 1.100 MW_e in z močjo 1.600 MW_e.

4.3.3.1 Hlajenje elektrarne 1.100 MW_e

Za zagotavljanje ustreznega hlajenja s hladilnimi stolpi na naravni vlek sta pri tako veliki jedrski elektrarni možni dve tehnični rešitvi, in sicer postavitve dveh hladilnih stolpov (2 × 50 %) ali enega hladilnega stolpa (1 × 100 %).

Poraba električne energije za pogon obtočnih črpalk hladilnega sistema (potrebna črpalna moč) znaša:

- 5,83 MW_e (dva stolpa na naravni vlek 2 × 50 %),
- 7,17 MW_e (stolp na naravni vlek 1 × 100 %).

V spodnji tabeli (.

Tabela 4.3-23) so podane spremembe moči generatorja JEK 2 v odvisnosti od parametrov okoliškega zraka: Ngen (MW_e).

Tabela 4.3-23: Spremembe moči generatorja JEK 2 v odvisnosti od parametrov okoliškega zraka

Temperatura zraka	Tzs (°C)	Ngen (MW _e)
Tzmax1%	30,7	1.159,6
Tzmax5%	26,0	1.174,6
Tzpovp	11,1	1.220,9
Tzmin5%	-3,5	1.246,4
Tzmin1%	-8,5	1.251,0

Legenda okrajšav:

Tzs: Temperatura zraka po suhem termometru

Ngen: Moč na sponkah generatorja

Tzmax1% : Temp. zraka po suhem termometru; višje temp. trajajo manj kot 1 % časa v letu

Tzmax5% : Temp. zraka po suhem termometru; višje temp. trajajo manj kot 5 % časa v letu

Tzpovp: Povprečna letna temperatura zraka po suhem termometru

Tzmin5%: Temp. zraka po suhem termometru; nižje temp. trajajo manj kot 5 % časa v letu

Tzmin1%: Temp. zraka po suhem termometru; nižje temp. trajajo manj kot 1 % časa v letu

4.3.3.2 Hlajenje elektrarne 1.600 MW_e

Za zagotavljanje ustreznega hlajenja s hladilnimi stolpi na naravni vlek sta pri veliki jedrski elektrarni možni dve tehnični rešitvi, in sicer postavitve dveh (2 × 50 %) ali enega hladilnega stolpa (1 × 100 %).

Poraba električne energije za pogon obtočnih črpalk hladilnega sistema (potrebna črpalna moč) znaša:

- 6,87 MW_e (dva stolpa na naravni vlek 2 × 50 %),
- 8,59 MW_e (stolp na naravni vlek 1 × 100 %).

V spodnji tabeli (**Tabela 4.3-24**) so podane spremembe moči generatorja JEK 2 v odvisnosti od parametrov okoliškega zraka: Ngen (MW_e).

Tabela 4.3-24: Spremembe moči generatorja JEK 2 v odvisnosti od parametrov okoliškega zraka

Temperatura zraka	Tzs (°C)	Ngen (MW _e)
Tzmax1%	30,7	1.608,2
Tzmax5%	26,0	1.630,5
Tzpovp	11,1	1.714,8
Tzmin5%	-3,5	1.758,4
Tzmin1%	-8,5	1.769,6

Legenda okrajšav:

Tzs: Temperatura zraka po suhem termometru

Ngen: Moč na sponkah generatorja

Tzmax1% : Temp. zraka po suhem termometru; višje temp. trajajo manj kot 1 % časa v letu

Tzmax5% : Temp. zraka po suhem termometru; višje temp. trajajo manj kot 5 % časa v letu

Tzpovp: Povprečna letna temperatura zraka po suhem termometru

Tzmin5%: Temp. zraka po suhem termometru; nižje temp. trajajo manj kot 5 % časa v letu

Tzmin1%: Temp. zraka po suhem termometru; nižje temp. trajajo manj kot 1 % časa v letu

4.4 PREDSTAVITEV VARIANT

Variante, ki se obravnavajo v predinvesticijski zasnovi (PIZ) za načrtovano JEK 2, so izbrane ob upoštevanju ključnih karakteristik jedrskih elektrarn, ki se v zadnjem obdobju uveljavljajo v mednarodnem prostoru. Jedrske elektrarne novejših generacij se, poleg nekaterih razlik v pristopu zagotavljanja jedrske varnosti, razlikujejo predvsem po velikosti oziroma moči reaktorja.

Število nosilcev tehnologije oziroma dobaviteljev jedrskih elektrarn v svetu, zlasti tistih, ki so sposobni izpolniti ali pa se vsaj v veliki meri približati izpolnjevanju zahtev EUR (European Utility Requirements) za lahkovodne jedrske elektrarne, se je v primerjavi s stanjem v letu 2010 povečalo. Poleg dobaviteljev iz Zahodne Evrope, ZDA in Japonske, se v zadnjem obdobju uveljavljajo tudi dobavitelji jedrskih elektrarn iz Južne Koreje, Kitajske in Rusije. Nekateri razpolagajo z večjim, drugi z nekaj manjšim številom izvedenih referenčnih jedrskih elektrarn konkretnega tipa reaktorja.

PIZ se tako osredotoča na sedem tipskih jedrskih reaktorjev oziroma elektrarn, ki so glede na moč na pragu elektrarne razvrščeni v 3 variante. V bistvu so variante oblikovane glede na velikost oziroma moč enote, znotraj variant pa imamo predstavnike posameznih tipov reaktorjev. Potencialni mikrolokaciji, locirani dolvodno (vzhodno) in gorvodno (zahodno) od obstoječe NEK, sta obravnavani kot enovita lokacija in ne vplivata na oblikovanje variant.

V predinvesticijski zasnovi (PIZ) se obravnavajo naslednje variante:

- **VARIANTA 1:** Jedrska elektrarna z močjo okoli 1.100 MW_e (1 × 1.100 MW_e)

Potencialni predstavniki, ki se uvrščajo v Varianto 1, so reaktorji AP1000 Westinghouse, ATMEA1 (ATMEA), APR1000 (KHNP), EU-HPR1000 (CGN) in VVER TOI (Rosatom). Na osnovi referenc, opravljenega licenciranja in večjega nabora razpoložljivih podatkov je za predstavnika skupine z močjo okoli 1.100 MW_e izbran tip reaktorja AP1000.

- **VARIANTA 2:** Jedrska elektrarna z močjo okoli 1.600 MW_e (1 × 1.600 MW_e)

Potencialna predstavnika, ki se uvrščata v Varianto 2, sta reaktorja EPR (EDF) 1600 in EU-APR (KHNP). Na osnovi referenc, opravljenega licenciranja, večje moči enote in večjega nabora razpoložljivih podatkov je za predstavnika skupine z močjo okoli 1.600 MW_e izbran tip reaktorja EPR (EDF).

- **VARIANTA 3:** Jedrska elektrarna z dvema enotama moči okoli 1.100 MW_e (2 × 1.100 MW_e = 2.200 MW_e)

Varianto 3 predstavlja dve enoti jedrskega reaktorja AP1000, ki je izbran za predstavnika skupine reaktorjev z močjo okoli 1.100 MW_e. Predvideno je, da se gradnja druge enote prične približno dve leti po pričetku gradnje prve od obeh enot. Analize, ki so jih opravili ponudniki tehnologij, kot tudi nekateri investitorji (EDF, CHNP), so pokazale, da bi bilo optimalno, da se druga od dveh enakih enot na isti lokaciji začne graditi z zamikom 18 mesecev. Ker so v PIZ ekonomski izračuni izdelani na letni osnovi, je v PIZ upoštevan zamik pričetka gradnje druge enote 2 leti po pričetku gradnje prve enote JEK 2.

Glede obsega proizvodnje električne energije je v predinvesticijski zasnovi v osnovi upoštevano 8.000 obratovalnih ur/leto pri polni moči elektrarne. Kot osnovni obseg proizvodnje električne energije so tako upoštevane naslednje vrednosti: 8.800 GWh/leto pri Varianti 1; 12.800 GWh/leto pri Varianti 2 in 17.600 GWh/leto pri Varianti 3. Predpostavljena je razpoložljivost elektrarne 91,3 %. Gre za nekoliko konservativen pristop pri določanju pričakovanega števila obratovalnih ur, saj v praksi danes elektrarne dosegajo tudi višje stopnje razpoložljivosti. To hkrati pomeni tudi nekoliko večjo varnost na strani ekonomskih pokazateljev.

Prikaz območij za umestitev objektov in naprav JEK 2 na zahodni (gorvodni) in na vzhodni (dolvodni) lokaciji je shematsko prikazan na spodnji sliki (Slika 4.4-1).



Slika 4.4-1: Prikaz lokacij za JEK 2 poleg obstoječe Jedske elektrarne Krško

4.5 OCENA INVESTICIJSKIH STROŠKOV

4.5.1 Investicijski stroški – standardna elektrarna

Višina investicijskih vlaganj za postavitev jedrske elektrarne je odvisna od številnih dejavnikov. Med pomembnejše dejavnike, ki vplivajo na višino investicijskih stroškov, prištevamo tudi vpliv ponudbe in povpraševanja, oziroma zasedenost proizvodnih in inženirskih kapacitet pri posameznih ponudnikih. Kakšne bodo razmere v času objave razpisa in pridobivanja obvezujočih ponudb za načrtovano JEK 2 je v tem trenutku nemogoče napovedati. Iz navedenega izhaja tudi določena negotovost glede ocenjene višine investicijskih vlaganj za standardni paket elektrarne. V ekonomskih izračunih je zato pomemben poudarek na analizi občutljivosti z upoštevanjem različne višine potrebnih investicijskih vlaganj.

Ker naročnik ne razpolaga z informativnimi ponodbami ali drugimi informacijami glede višine investicijskih stroškov, ki bi se nanašale konkretno na JEK 2, so potrebna investicijska vlaganja ocenjena na osnovi podatkov o jedrskih elektrarnah, ki so trenutno v gradnji ali so uvrščene v programe izgradnje jedrskih elektrarn v posameznih državah. Omenjeni podatki so bili objavljeni v različnih publikacijah, ki so kot vir tudi navedene v spodnji tabeli (**Tabela 4.5-1**).

Tabela 4.5-1: Podatki o investicijskih vrednostih jedrskih elektrarn

VIR		ENOTA MOČI (MWe)	INVESTICIJSKA VREDNOST (mio EUR)	CENA NA kW (EUR / kW)	OPOMBA
1.	Weld repairs to delay Flamanville EPR start-up (WNN, 20 June 2019)	1.600	10.900	6.813	Status cen leto 2019, brez upoštevanja obresti v dobi investiranja.
2.	Vogtle 3 plant equipment energised (WNN, 08 May 2019); 2xAP1000	2.300	7.540	3.278	Skupni investicijski stroški projekta (capital costs) USD 8,4 mrd.
3.	Vogtle 3&4; World Nuclear Org -Economics of Nuclear Power	2.300	7.030	3.057	Status cen junij 2014, Overnight costs USD 9,628 mrd = EUR 7,03 mrd
4.	Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants - Report from November 2016	2.234	12.330	5.519	5.945 USD/kWe = 5.520 EUR/kWe
5.	Nuclearinsider - Nuclear build costs could fall over 35 % using global learnings, June 6, 2018; UAE (Barakah 1-4) 4000 USD/kW	1.455	5.312,4	3.651	APR 1455 MWe; 6,25 mrd USD / enoto, ca 4.000 USD/kW
6.	Nextbigfuture.com, China Adapted US and European Nuclear Reactor Technology at Four Times Lower Cost, April 30, 2019; HPR1000 1150 Mwe	1.150	3.588	3.120	Ciljna cena za gradnjo na Kitajskem je 2.800-3.000 USD/kW, kot realno pričakovano vrednost se navaja 3.500 USD/kW
7.	IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 - Overnight Costs; China			3.125	Kitajska: 3.500 USD/kWe; pri gradnji dveh enakih 1.000 MWe enot na isti lokaciji na Kitajskem se pričakuje prihranek v višini 15%!
8.	IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 - Overnight Costs; EU			4.911	EU: 5.500 USD/kWe

9.	IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 - Overnight Costs; USA			4.420	USA: 4.950 USD/kWe
10.	IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 - Overnight Costs; Long term (2050)			3.348	Na daljši rok pričakovana specifična investicijska vrednost (Long term): 3.750 USD/kWe

Kot je razvidno, je razpon navedenih investicijskih vrednosti zelo velik. Pri nekaterih elektrarnah, ki so v fazi gradnje, so visoke specifične investicijske vrednosti posledica občutnih prekoračitev rokov izgradnje. Izrazito visoka investicijska vrednost na kW moči se pojavlja pri francoski jedrski elektrarni Flamanville, kar je v večji meri posledica občutnih zamud pri gradnji in s tem povezanih visokih stroškov financiranja. S podobno situacijo se soočajo tudi pri gradnji finske jedrske elektrarne Olkiluoto 3. Zaradi navedenega so investicijske vrednosti v gornji tabeli informativne narave in v teh specifičnih primerih ne predstavljajo t.i. »Overnight Costs«. Po drugi strani so ciljne cene za gradnjo jedrskih elektrarn na Kitajskem zaradi specifičnih pogojev dokaj nizke.

IEA-NEA, Nuclear Energy Roadmap 2015 ocenjuje višino t.i. »Overnight Costs« za gradnjo jedrskih elektrarn v državah EU na ca 4.900 EUR/kW_e (5.500 USD/kW_e). Hkrati navaja, da je na daljši rok (okoli leta 2050) pričakovati nižje »Overnight Costs« in sicer ca 3.350 EUR/kW_e (3.750 USD/kW_e).

Na podlagi zgoraj navedenih informacij smo višino investicijskih vlaganj za standardno elektrarno moči okoli 1.100 MW_e določili na podlagi t.i. »Overnight Capital Costs ali Total Plant Cost« v višini **4.200** EUR/kW_e inštalirane moči (specifična vrednost investicije). To velja za standardni paket elektrarne, kjer niso zajeti dodatni stroški, ki so značilni za konkretno lokacijo (Site Specific), niso vključeni stroški za odkup zemljišč in odškodnine. Prav tako v tej vrednosti niso vključeni stroški financiranja. Stroški zaradi morebitnih časovnih zamud pri izgradnji tu torej niso zajeti, dvig investicijskih stroškov iz tega naslova (ali zaradi drugih razlogov) pa je obravnavan v ekonomski analizi občutljivosti.

Osnovna vrednost investicije predstavlja jedro vlaganj in vključuje naslednje parametre vlaganj: gradbena dela, dobavo opreme in montažo, ostale storitve (testiranje, šolanje, spuščanje v pogon) in stroške inženiringa ter investitorja. Stroški za nepredvidena dela so obračunani posebej.

Specifična vrednost investicije v višini **4.200** EUR/kW_e je upoštevana pri JEK 2 manjše moči (okoli 1.100 MW_e). Ker je pri tovrstnih energetskih objektih višina investicijskih vlaganj na enoto inštalirane moči pri enotah večje moči praviloma nižja (ekonomija obsega), smo se pri enoti moči okoli 1.600 MW_e odločili, da v tem primeru specifično vrednost investicije znižamo za približno 5 % na **4.000** EUR/kW_e.

V danem primeru so razmere na trgu potencialnih ponudnikov in gradnje referenčnih objektov v svetu takšne, da se je zelo težko argumentirano opredeliti do višine investicijske vrednosti. Investicijska vrednost je zelo odvisna od trenutne zasedenosti kapacitet potencialnih dobaviteljev, zagotovitve konkurence na projektu, prav tako od stroškov lokalne delovne sile. V Zahodni Evropi sta trenutno v izgradnji dve jedrski elektrarni večje moči, za kateri obstajajo okvirni podatki. Tretja elektrarna (Hinkley Point C) je v začetni fazi gradnje. Enote manjše moči se gradijo predvsem na Kitajskem in v Rusiji.

V varianti, kjer je predvidena izgradnja dveh enot z močjo 2 × 1.100 MW_e in je pričetek gradnje druge enote predviden z zamikom dveh let po pričetku gradnje prve enote, pri čemer se skupni sistemi v celoti izvedejo

v fazi izgradnje prve enote, je investicijska vrednost za drugo enoto določena na osnovi ustne informacije oziroma ocene zunanjega konzultanta za področje jedrskih tehnologij (WorleyParsons). Ocenjeno je, da bi investicijska vrednost prve enote znašala 60 %, druge enote pa 40 % celotne investicije (gledano obe enoti skupaj), oziroma investicijska vrednost druge enote bi znašala ca 2/3 investicije za prvo enoto. Na ravni celotne investicije pomeni to prihranek približno 17 %. Specifična vrednost investicije v primeru izgradnje dveh enot $2 \times 1.100 \text{ MW}_e$ bi tako znašala ca **3.500 EUR/kW_e**, kar je tudi upoštevano v ekonomskih izračunih v okviru PIZ. Podobno oceno navaja tudi dokument IEA-NEA, Nuclear Energy Roadmap 2015, ki v primeru gradnje dveh identičnih enot moči ca 1.000 MW_e na isti lokaciji na Kitajskem ocenjuje prihranek v višini približno 15 % na ravni celotne investicije.

Upoštevaajoč ostale stroške, ki skupaj tvorijo osnovna sredstva (podrobneje prikazano v nadaljevanju tega poglavja v točki 4.5.3), znašajo specifična investicijska vlaganja za Varianto 1: **4.755 EUR/kW**, za Varianto 2: **4.495 EUR/kW**, za Varianto 3 pa **3.948 EUR/kW** instalirane moči.

Elementi za oceno in sama ocena stroškov za odkup zemljišč ter odškodnine v okviru pridobivanja zemljišč so prikazana v spodnji tabeli (**Tabela 4.5-2**). Upoštevana cena zemljišč je povzeta po Investicijskem programu, Revizija E za odlagališče NSRAO Vrbina, Krško in znaša 30 EUR/m².

Tabela 4.5-2: Stroški za odkup zemljišč in odškodnine v okviru pridobivanja zemljišč

	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)		VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)		VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	
	Površina (m2)	Strošek (EUR)	Površina (m2)	Strošek (EUR)	Površina (m2)	Strošek (EUR)
ZAHODNA (GORVODNA) LOKACIJA						
1 x 1.600 MW	-	-	543.700	16.311.000	-	-
2 x 1.100 MW	-	-	-	-	631.700	18.951.000
a) 1 x 1.100 MW (1T2201) #	431.000	12.930.000	-	-	-	-
b) 1 x 1.100 MW (1T2209) #	408.000	12.240.000	-	-	-	-
VZHODNA (DOLVODNA) LOKACIJA						
1 x 1.600 MW	-	-	533.900	16.017.000	-	-
2 x 1.100 MW	-	-	-	-	606.400	18.192.000
a) 1 x 1.100 MW (1T2202) #	445.000	13.350.000	-	-	-	-
b) 1 x 1.100 MW (1T2210) #	365.000	10.950.000	-	-	-	-
c) 1 x 1.100 MW (1T2211) #	380.350	11.410.500	-	-	-	-
#: Risbe iz Idejne zasnove, št. načrta NNE2---1T/01, IBE, februar 2009 Z ozirom na majhno razliko pri Varianti 1 (1 x 1.100 MW) med stroškom za odkup zemljišča pri zahodni (ca 13 mio EUR) in vzhodni lokaciji (13,35 mio EUR) se upoštevajo ocenjeni stroški za odkup zemljišč za ZAHODNO (GORVODNO) LOKACIJO !						

4.5.2 *Investicijski stroški – specifika lokacije*

V predhodni točki so obravnavani investicijski stroški za standardno jedrsko elektrarno, ki ne vključujejo stroškov, ki izhajajo iz specifičnih pogojev lokacije. Dejstvo je, da bodo na lokaciji, ki je predvidena za JEK 2, za zagotovitev varnega obratovanja jedrske elektrarne potrebni nekateri posegi. Za potrebe PIZ smo obravnavali samo nekatere pomembnejše posege na obeh mikrolokacijah. Potrebno je poudariti, da se v PIZ obe potencialni mikrolokaciji ne obravnavata ločeno, temveč tvorita enovito področje za gradnjo načrtovane JEK 2. Izbor mikrolokacije bo opravljen v kasnejših fazah projekta, do tedaj pa se upošteva možnost postavitve JEK 2 bodisi na zahodni (gorvodni) ali vzhodni (dolvodni) lokaciji. Potrebni posegi in s tem tudi dodatni stroški zaradi specifičnih pogojev lokacije so za obravnavani mikrolokaciji različni. Pomembnejši posegi oziroma ukrepi so naslednji:

Zahodna (gorvodna) lokacija:

- Prestavitev 400 kV in 110 kV daljnovoda,
- dodatni posegi za zagotavljanje poplavne varnosti,
- dograditev obstoječega stikališča NEK za potrebe JEK 2 (110 kV in 400 kV naprave); priključitev JEK 2 na elektro-energetski sistem - glej Opombo spodaj.

Vzhodna (dolvodna) lokacija:

- Pripravljalna gradbena dela (priprava terena za temeljenje ključnih objektov JE),
- objekti za zagotavljanje poplavne varnosti,
- dograditev obstoječega stikališča NEK za potrebe JEK 2 (110 kV in 400 kV naprave); priključitev JEK 2 na elektro-energetski sistem - glej Opombo spodaj.

Opomba: predpostavljamo, da je dograditev stikališča strošek ELES-a in zato priključitev JEK 2 na elektro-energetski sistem stroškovno ne bremeni investicije JEK 2.

Za zgoraj navedene posege so bile izdelane grobe inženirske ocene stroškov na osnovi predpostavljenih projektnih rešitev. Ker v tej fazi projekta dokončne projektne rešitve niso znane, niti ni izdelana projektna dokumentacija, je za navedene posege možno podati le grobe ocene stroškov (Vir: Predinvesticijska zasnova JEK 2, številka dokumentacije: JEK2---2X/01, IBE, junij 2010). Ocene stroškov, ki so bile izdelane v okviru PIZ iz leta 2010, so v tej verziji korigirane na osnovi rasti življenjskih stroškov in so za obravnavane variante JEK 2 in za obe predvideni mikrolokaciji prikazane v spodnji tabeli (**Tabela 4.5-3**).

Pri vzhodni (dolvodni) lokaciji je, zaradi zahtevnejše geološke strukture tal, po grobih ocenah največji pričakovani strošek (ca 133 mio EUR) povezan s pripravo terena za temeljenje vitalnih objektov elektrarne. To je dodatni strošek, ki nastopi izključno zaradi zahtevnejše geologije na vzhodni mikrolokaciji. Geološka struktura tal na zahodni (gorvodni) mikrolokaciji je po do sedaj opravljenih raziskavah manj zahtevna, zato dodatni strošek priprave terena za temeljenje na zahodni mikrolokaciji ni predviden. Izkop gradbene jame in samo temeljenje objektov JEK 2 je zajeto v sklopu investicijske vrednosti standardnega paketa elektrarne.

Pri vzhodni (dolvodni) lokaciji so predvideni tudi posegi za zagotavljanje poplavne varnosti. Zgradi se nov, 4 m visok nasip dolžine 900 m med zaključkom obstoječega nasipa NEK in lokacijo odlagališča NSRAO. Območje odlagališča NSRAO je pred visokimi vodami zaščiteno le v osrednjem delu in zato ne predstavlja

popolne bariere za zaščito JEK 2 na dolvodni lokaciji s severo-vzhodne strani. Zaradi tega je potrebnih še nadaljnjih 900 m nasipa višine do 4 m, ki se zaključijo na skrajni severo-zahodni točki lokacije odlagališča NSRAO. Ocenjeni strošek gradnje 900 + 900 = 1.800 m nasipa višine 4 m znaša ca 710.000 EUR ob ocenjenih stroških izkopa, transporta in vgradnje 5,6 EUR/m³. Morebitna dodatna tesnitev v globino 10 m za zagotovitev stabilnosti in manjše prepustnosti je ocenjena na dodatnih 1,9 mio EUR. K temu je potrebno dodati še ca 1,12 mio EUR za izvedbo analiz in projektiranje. Za odsek obstoječega nasipa dolvodno od NEK je bila tesnitev izvedena že ob gradnji HE Brežice, zato strošek ne bremeni JEK 2.

Strošek prestavitve 110 kV in 400 kV daljnovoda nastopi samo pri zahodni (gorvodni) mikrolokaciji in je ocenjen na 3,21 mio EUR.

Zaradi pomena nasipov ob Savi in ob Potočnici je za zagotavljanje poplavne varnosti v primeru zahodne (gorvodne) lokacije JEK 2 predvidena izvedba dodatne tesnitve telesa nasipa in deloma tudi prepustnih temeljnih tal pod nasipom. Ob morebitni poškodbi nasipa bi bila namreč JEK 2 neposredno ogrožena, medtem ko za obstoječo NEK takšna poškodba predstavlja le posredno nevarnost, saj se voda izliva v obsežne depresije okoli platoja NEK. Strošek tesnitve v dolžini 2.700 m in globini 10 m je ocenjen na 3,14 mio EUR.

Skupni ocenjeni stroški zaradi specifičnosti lokacije znašajo za vzhodno (dolvodno) mikrolokacijo med 136 in 197,2 mio EUR (odvisno od velikosti območja in obravnavane variante JEK 2), za zahodno (gorvodno) mikrolokacijo pa od ca 5,5 mio EUR do ca 6,5 mio EUR. Pri tem je za zagotovitev poplavne varnosti upoštevana osnovna tehnična rešitev, ki upošteva izgradnjo protipoplavnih nasipov (strošek med 2,25 in 3,73 mio EUR, odvisno od mikrolokacije in obravnavane variante JEK 2). Alternativna tehnična rešitev zagotavljanja poplavne varnosti z nasipavanjem terena je stroškovno ocenjena na 8,3 do 12,9 mio EUR. V tej fazi projekta se upoštevajo stroški za izvedbo protipoplavnih nasipov (osnovna tehnična rešitev).

Ker se v PIZ obe mikrolokaciji obravnavata kot enovita lokacija za postavitve JEK 2, se v nadaljnji obravnavi upoštevajo višje vrednosti pričakovanih stroškov, torej vrednosti za vzhodno (dolvodno) mikrolokacijo, ki odvisno od obravnavane variante znašajo med 136 in 197,2 mio EUR. Želimo poudariti, da ocena stroškov za pripravo terena za temeljenje vitalnih objektov JEK 2 na vzhodni (dolvodni) lokaciji (kot posebnost lokacije) temelji na upoštevanih podatkih dveh vrtin VOG-1 in VOG-2, ki sta najbližji lokaciji nove elektrarne. Za naslednje faze projektiranja bo treba upoštevati rezultate novih geomehanskih raziskav. Ocena stroškov v fazi predinvesticijske zasnove je konservativna in nikakor ni vodilo za bodoče tehnične rešitve gradbenih konstrukcij.

Osnova za določitev investicijske vrednosti standardne elektrarne, brez upoštevanja dodatnih investicijskih stroškov zaradi specifičnosti lokacije, znaša 4.200 EUR/kW (oziroma 4.000 EUR/kW pri večji enoti) instalirane električne moči. Tako dobljeni vrednosti se prištejejo stroški odkupa zemljišč (30 EUR/m²) in stroški za nepredvideno v višini 10 %.

Analiza občutljivosti bo izdelana za območje zvišanja investicijske vrednosti do + 40 %, kar je dovolj velik razpon, da so vključeni vsi morebitni dodatni stroški investicije.

Tabela 4.5-3: Ocene stroškov zaradi specifičnih pogojev lokacije

	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)		VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)		VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	
LOKACIJA	VZHODNA (DOLVODNA) LOKACIJA	ZAHODNA (GORVODNA) LOKACIJA	VZHODNA (DOLVODNA) LOKACIJA	ZAHODNA (GORVODNA) LOKACIJA	VZHODNA (DOLVODNA) LOKACIJA	ZAHODNA (GORVODNA) LOKACIJA
POMEMBNEJŠI POSEGI ZARADI SPECIFIKE LOKACIJE	OCENA STROŠKOV v EUR		OCENA STROŠKOV v EUR		OCENA STROŠKOV v EUR	
PRIPRAVA TERENA ZA TEMELJENJE VITALNIH OBJEKTOV	133.300.000	0	133.300.000	0	193.500.000	0
ZAGOTAVLJANJE POPLAVNE VARNOSTI						
a) Osnovna rešitev	2.700.000	2.250.000	2.700.000	2.250.000	3.730.000	3.140.000
b) Alternativna rešitev - dvig terena	9.400.000	8.300.000	11.300.000	10.400.000	12.900.000	12.100.000
PRESTAVITEV 110 kV in 400 kV DALJNOVODA	0	3.210.000	0	3.210.000	0	3.210.000
SKUPAJ (EUR)	136.000.000	5.460.000	136.000.000	5.460.000	197.230.000	6.350.000

4.5.3 *Investicijski stroški – rekapitulacija po stalnih cenah*

Rekapitulacija investicijskih vlaganj je prikazana po stalnih cenah iz novembra 2019.

Specifikacija investicijske vrednosti je podana v nadaljevanju. Investicijska vrednost obsega:

- stroške pridobitve zemljišča,
- gradbena dela,
- vlaganja v opremo,
- ostale stroške investitorja,
- stroške financiranja,
- obratna sredstva in
- DDV.

Ostali stroški investitorja so razdeljeni na stalni in spremenljivi del. Spremenljivi del ostalih stroškov je vezan na dobo izgradnje in se s povečevanjem dobe izgradnje povečuje ter obratno. Pri ocenjeni 10 letni dobi priprav na investicijo in 5 letni dobi izgradnje spremenljivi del ostalih stroškov predstavlja 5 % od celotnih ostalih stroškov investitorja. Delitev ostalih stroškov na stalni in spremenljivi del je narejena z namenom čimbolj realno v analizi občutljivosti oceniti vplive podaljšanja obdobja izgradnje na donosnost investicije.

Stroški financiranja predstavljajo stroške interkalarnih obresti in druge finančne stroške (stroške odobritve posojil in upravljavsko provizijo, stroške rezervacije sredstev, stroške garancij) pri zagotavljanju sposojenih virov financiranja v času izgradnje. Podrobneje so stroški financiranja obrazloženi v poglavju o financiranju.

Za investicijo so bila izračunana tudi obratna sredstva, ki predstavljajo razliko med pričakovanimi terjatvami in obveznostmi v prvem letu poslovanja investicije.

Na vlaganja v osnovna in obratna sredstva je obračunan davek na dodano vrednost (DDV) po 22,00 % davčni stopnji (Zakon o davku na dodano vrednost – ZDDV-1). DDV prikazan v tabeli obsega celoten DDV za celotno obdobje izgradnje investicije. DDV vpliva predvsem na likvidnost investitorja. Višino potrebnih likvidnih sredstev za plačilo DDV v tem trenutku ni možno natančno opredeliti, saj je višina odvisna od organizacije investitorja, dinamike plačil in zakonskih možnosti razmejevanja DDV pri investicijskih nabavah.

Skupni investicijski stroški so prikazani za vse tri variante v spodnji tabeli (**Tabela 4.5-4**). Pri Varianti 1 skupna investicijska vlaganja znašajo 5,231 milijarde EUR (brez DDV in stroškov financiranja) ali 4.755 EUR/kW_e. Pri Varianti 2 skupna investicija znaša 7,192 milijarde EUR (brez DDV in stroškov financiranja) ali 4.495 EUR/kW_e. Pri Varianti 3 skupna investicija znaša 8,686 milijarde EUR (brez DDV in stroškov financiranja) ali 3.948 EUR/kW_e.

Dinamika vlaganj po stalnih cenah in ocena investicijskih stroškov po tekočih cenah z dinamiko vlaganj je prikazana v poglavju 7.

Tabela 4.5-4: Rekapitulacija investicijskih vlaganj po stalnih cenah

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
OPREDMETENA OSNOVNA SREDSTVA	4.768.930	6.552.311	7.916.181
1. Zemljišče	12.930	16.311	18.951
2. Gradbeni objekti z instalacijami	1.524.600	2.112.000	2.541.000
Gradbena dela	1.524.600	2.112.000	2.541.000
3. Oprema z montažo	2.541.000	3.520.000	4.235.000
Reaktorska oprema	1.617.000	2.240.000	2.695.000
Turbinska oprema	693.000	960.000	1.155.000
Ostala oprema	231.000	320.000	385.000
4. Ostali stroški investicije	690.400	904.000	1.121.230
Ostali stroški	526.680	729.600	472.626
Ostali stroški - spremenljivi	27.720	38.400	64.680
Ostali stroški - II. faza	0	0	386.694
Stroški zaradi specifičnosti lokacije	136.000	136.000	197.230
NEPREDVIDENO	462.000	640.000	770.000
SKUPAJ OSNOVNA SREDSTVA	5.230.930	7.192.311	8.686.181
STROŠKI FINANCIRANJA	363.588	504.762	537.438
OBRATNA SREDSTVA	45.706	66.357	97.566
SKUPAJ INVESTICIJA	5.640.223	7.763.430	9.321.185
DDV	1.160.860	1.596.907	1.932.424
SKUPAJ Z DDV	6.801.083	9.360.337	11.253.609

4.5.4 Prikaz skupnih investicijskih stroškov na enoto inštalirane moči po variantah

Specifična vlaganja so prikazana v spodnji tabeli (**Tabela 4.5-5**) in spodnji sliki (**Slika 4.5-1**).

Tabela 4.5-5: Specifična vlaganja po variantah po stalnih cenah

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
SPECIFIČNA VLAGANJA			
Moč elektrarne MW	1.100	1.600	2.200
Specifična vlaganja – osnovna sredstva (EUR/kW _e)	4.755	4.495	3.948
Specifična vlaganja – stroški financiranja (EUR/kW _e)	331	315	244
Specifična vlaganja – obratna sredstva (EUR/kW _e)	42	41	44
Specifična vlaganja – celotna investicija (EUR/kW_e)	5.127	4.852	4.237

Struktura specifičnih vlaganj je prikazana po treh glavnih skupinah investicijskih stroškov. Osnovna sredstva v skupnih specifičnih stroških predstavljajo okoli 93 % vseh stroškov. Stroški financiranja predstavljajo okoli 6 % investicijskih stroškov. Obratna sredstva pa okoli 1 % vseh investicijskih stroškov.



Slika 4.5-1: Specifična vlaganja po variantah

4.6 OCENA STROŠKOV OBRATOVANJA

4.6.1 Stroški jedrskega goriva (UO_2)

V PIZ kot pomemben obratovalni strošek JEK 2 nastopa strošek nabave jedrskega goriva. V izračunih je za JEK 2 upoštevano jedrsko gorivo uranov dioksid (UO_2).

Cena jedrskega goriva je v največji meri odvisna od:

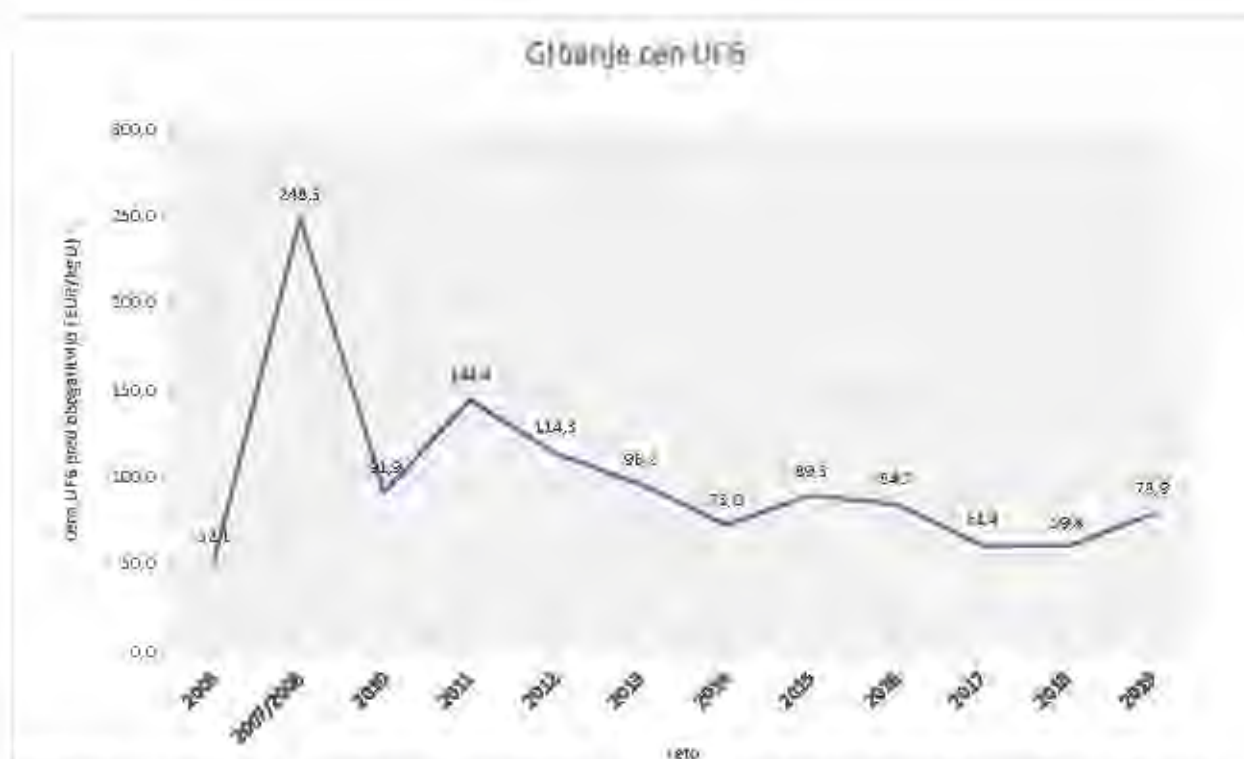
- razmer na trgu z jedrskim gorivom in
- stopnje obogatitve urana.

Stopnja obogatitve urana v gorivnih elementih, ki sestavljajo reaktorsko sredico, je pri prvi polnitvi reaktorske posode z gorivom v povprečju nižja od tiste, ki se uporablja v gorivnih elementih ob kasnejši vsakokratni menjavi goriva. Po razpoložljivih podatkih znaša povprečna stopnja obogatitve urana ob prvi polnitvi 2,8 do 3,2 ut. % U-235. Ker pri veliki večini reaktorjev stopnja obogatitve urana prve polnitve znaša 2,8 ut. % U-235, je to upoštevano tudi v izračunih za določitev stroškov prve polnitve z jedrskim gorivom.

Stopnja obogatitve urana v gorivnih elementih, ki so namenjeni za vsakokratno zamenjavo goriva (običajno se menja dobra tretjina vseh gorivnih elementov), znaša praviloma 4,9 ut. % U-235. Upoštevan gorivni cikel je 18 mesecev.

Cena jedrskega goriva za potrebe PIZ je izračunana na osnovi masnih bilanc in vložnega dela ter energije (SWU – Separative Work Unit) za dosego zahtevane stopnje obogatitve urana. Spodnji graf (**Slika 4.6-1**) prikazuje gibanje cen surovine UF_6 v obdobju od leta 2005 do 2019. Iz grafa je razvidno, da je v obdobju ca 15-ih let prišlo le do enega večjega odstopanja oziroma dviga cen surovine UF_6 , in sicer v letih 2007 / 2008. Borzne cene SWU so v letu 1995 dosegale 58 EUR/SWU, se v letu 2010 povzpele na 130 EUR/SWU, v letih 2018 in 2019 pa se gibljejo okoli 30 EUR/SWU (Vir: <http://www.uxc.com/>).

Za izvedbo ekonomskih izračunov je cena jedrskega goriva (UO_2) določena na osnovi razpoložljivih srednjeročnih in dolgoročnih napovedi cen urana. Publikacija Uranium 2018 je najbolj relevantna mednarodno priznana referenca glede zalog in cen urana (Vir: A Joint Report by Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency: Uranium 2018 Resources, Production and Demand, OECD 2018, NEA No. 7413; <https://www.oecd-neo.org/nud/pubs/2018/7413-uranium-2018.pdf>). V njej je na strani 107 navedeno, da bi bilo v scenariju visoke rasti povpraševanja po uranu v obdobju do leta 2035 (high case growth requirements) porabljenih 25 % identificiranih zalog urana, ki so na voljo po ceni nižji od 130 USD/kg U.



Slika 4.6-1. Gibanje cen surovine UF_6 za proizvodnjo jedrskega goriva – pred obogatitvijo (EUR / kg U)

Euratom Supply Agency -ESA (https://ec.europa.eu/euratom/observatory_price.html) navaja dolgoročno ceno urana 80,55 EUR / kg U. Kot je razvidno iz gibanja cen urana (kot UF_6) – glej zgornji graf, se tržna cena urana vse od leta 2013 ves čas giblje pod 100 EUR / kg U.

Na osnovi navedenih podatkov in trendov, ki izhajajo iz dveh zgoraj navedenih virov, se za izvedbo ekonomskih izračunov oziroma za določitev cene jedrskega goriva (UO_2) za potrebe JEK 2 upošteva konservativna visoka cena urana pred obogatitvijo 100 EUR/kg U (surovina v obliki UF_6).

Pri postopku obogatitve urana je pomembna vrednost vloženega dela in energije, ki se izraža z vrednostjo SWU (Separative Work Unit). Dolgoročna vrednost SWU znaša 165 US \$/SWU (ca 123 EUR/SWU).

Poleg navedenega je treba upoštevati tudi specifični strošek izdelave goriva (fabrication), ki je v konkretnem primeru upoštevan v višini 260 EUR/kg.

Rezultati izračuna cene jedrskega goriva za prvo polnitev (stopnja obogatitve urana 2,8 ut. % U-235) za dva reprezentativna tipa potencialnih reaktorjev (Varianta 1 in Varianta 2) so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-1**). Za Varianto 3 se upošteva dvakratni strošek Variante 1 ($2 \times 104,42 = 208,84$ mio EUR).

Tabela 4.6-1: Izračun stroškov jedrskega goriva za prvo polnitev

ZAP. ŠT.	PARAMETER	VREDNOST	ENOTA	Varianta 1 1.100 MW	Varianta 2 1.600 MW
				VARIANTA 1	VARIANTA 2
1.	Električna moč enote-gross		MWe	1.150	1.710
2.	Električna moč enote-net		MWe	1.117	1.630
3.	Toplotna moč enote		MWt	3.415	4.500
4.	Skupno število gorivnih elementov (Fuel Assembly)		Št.	157	241
5.	Število gorivnih palic na FA		Št.	264	265
6.	Skupno število gorivnih palic		Št.	41.448	63.865
7.	Skupna količina goriva (UO ₂)		kg	95.976	146.263
8.	Skupna količina urana v gorivu (U)		kg	84.635	128.980
9.	Povprečna stopnja obogatitve urana - prva polnitev		ut. % U-235	2,8	2,8
10.	Gorivni cikel		mes.	18	18
11.	Povprečna stopnja obogatitve urana pri menjavi goriva		ut. % U-235	4,9	4,9
12.	Cena UF ₆ pred obogatitvijo	100	EUR/kgU		
13.	Vrednost SWU (Separative Work Unit)	123	EUR/SWU		
14.	Odpadni produkti (tails assay)	0,25	ut. % U-235		
15.	Sp. strošek izdelave goriva	260	EUR/kgU		
16.	Sp. strošek transporta goriva	0	EUR/kgU		
17.	Razmerje USD/EUR	1,1215	USD/EUR		
18.	Količina osiromašenega UF ₆		kg	567.185	864.364
19.	Količina UF ₆ pred obogatitvijo		kg	692.350	1.055.112
20.	Ekvivalentna količina urana		kg	468.155	713.447
21.	Potrebno število SWU - obogatitev		Št.	289.411	441.049
22.	Strošek UF ₆ pred obogatitvijo		EUR	46.815.500	71.344.700

23.	Strošek obogatitve urana in priprava UO ₂		EUR	35.597.553	54.249.027
24.	Skupaj stroški UO₂ (PRVA POLNITEV)		EUR	82.413.053	125.593.727
25.	Cena UO ₂ - PRVA POLNITEV		EUR/kg UO ₂	859	859
26.	Strošek izdelave goriva in transporta		EUR	22.005.079	33.534.704
27.	SKUPNA CENA GORIVA (UO₂) - PRVA POLNITEV		EUR/kg UO ₂	1.088	1.088
28.	SKUPNA CENA GORIVA (UO₂) v USD - PRVA POLNITEV		USD/kg UO ₂	1.220	1.220
29.	SKUPNI STROŠEK GORIVA (UO₂) - PRVA POLNITEV		EUR	104.418.132	159.128.431

V nadaljevanju so v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-2**) prikazani rezultati izračuna dolgoročnih cen jedrskega goriva za vsakokratno menjavo goriva (stopnja obogatitve urana 4,9 ut. % U-235) za dva tipa potencialnih reaktorjev (Varianta 1 in Varianta 2). Za Varianto 3 se upošteva dvakratni strošek Variante 1 (2 x 59,77 = 119,54 mio EUR).

Tabela 4.6-2: Izračun stroškov goriva vsakokratne menjave na 18 mesecev

	ENOTA	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e
Električna moč enote - bruto	MWe	1.133	1.679
Električna moč enote - neto	MWe	1.100	1.600
Specifična poraba goriva 160 tU/GWe/leto - neobogaten uran	t U/leto	181,3	268,6
Cikel 18 mesecev	t U/18 mes	271,9	403,0
Strošek urana pred obogatitvijo	EUR	27.192.000	40.296.000
Povprečna stopnja obogatitve urana pri menjavi goriva	ut.% U-235	4,9	4,9
Količina UF ₆ pred obogatitvijo	t UF ₆	402,1	596
Potrebno število SWU - obogatitev urana	Št. SWU	207.884	308.119
Strošek obogatitve urana in priprava UO ₂	EUR	25.569.732	37.898.637
Skupaj stroški UO₂ - brez izdelave goriva (fabrication) in transporta	EUR	52.761.732	78.194.637
Količina obogatenega U	kg U	26.956	39.953
Količina UO ₂	kg UO ₂	30.568	45.307
Cena UO ₂ (preračunano na U)	EUR/kg U	1.957	1.957
Cena UO ₂	EUR/kg UO ₂	1.726	1.726
Strošek izdelave goriva (fabrication) in transporta	EUR	7.008.560	10.387.780
SKUPNI STROŠEK GORIVA VSAKOKRATNE MENJAVE NA 18 MES	EUR	59.770.292	88.582.417

Izračun temelji na upoštevanju podatka o specifični porabi jedrskega goriva **160 t U/GW_e/leto** in velja za stanje pred obogatitvijo urana (Vir: A Joint Report by Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency: Uranium 2018 Resources, Production and Demand, OECD 2018, NEA No. 7413; <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2018/7413-uranium-2018.pdf>). V publikaciji (t.i. Red Book) je omenjeni podatek naveden na strani 81.

V spodnji tabeli (**Tabela 4.6-3**) so za tri obravnavane variante prikazani stroški prve polnitve z jedrskim gorivom in stroški vsakokratne menjave jedrskega goriva.

Tabela 4.6-3: Upoštevani stroški za oskrbo z jedrskim gorivom

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Cena jedrskega goriva UO ₂ – prva polnitev ⁸ (EUR/kg)	1.088	1.088	1.088
Stroški prve polnitve z jedrskim gorivom (v 000 EUR)	104.420	159.128	208.836
Cena jedrskega goriva UO ₂ – vsakokratna menjava ⁹ (EUR/kg); brez stroška za izdelavo goriva in transport	1.726	1.726	1.726
Strošek vsakokratne menjave jedrskega goriva – gorivni cikel 18 mesecev (v 000 EUR / 18 mes.)	59.770	88.582	119.541
Strošek vsakokratne menjave jedrskega goriva – preračunano na 12 mesecev (v 000 EUR / leto)	39.847	59.055	79.694

4.6.2 Stroški surovin in energije

4.6.2.1 Dekarbonatizirana voda

Za nemoteno obratovanje obtočnega hladilnega sistema, ki je namenjen hlajenju kondenzatorja parne turbine jedrske elektrarne (sistem povratne hladilne vode), je treba zagotoviti določeno količino dekarbonatizirane (DEKA) vode. Potrebne količine dekarbonatizirane vode se v odvisnosti od obravnavane variante gibljejo med ca 4.700 m³/h (Varianta 1) in ca 9.400 m³/h (Varianta 3).

Predvideno je, da se surova voda za pripravo dekarbonatizirane vode zajema iz reke Save. Letni obratovalni stroški za pripravo dekarbonatizirane vode so določeni na osnovi pričakovane porabe in cen surovin ter kemikalij. Ocenjeni in upoštevani so tudi stroški vzdrževanja postrojenja za kemično pripravo

⁸ Povprečna stopnja obogatitve urana 2,8 %.

⁹ Stopnja obogatitve urana 4,9 %.

vode (KPV). Investicijska vrednost KPV je vključena v osnovni investiciji v okviru tehnološke opreme za JEK 2.

Strošek za pripravo 1 m³ dekarbonatizirane vode znaša približno 0,113 EUR/m³. Prikaz stroškov je podan v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-4**).

Tabela 4.6-4: Strošek priprave DEKA vode

Surovina / kemikalija	Strošek (€ cent / m ³)
Vodno povračilo (Sklep ¹⁰ – Ur.l. RS, št. 80/18)	0,738
Hidrirano apno Ca(OH) ₂	2,24
Železov klorid FeCl ₃	0,53
Polielektrolit	0,42
Tretiranje DEKA v sistemu hlajenja (kemikalije)	1,8
Skupaj	5,73

K zgoraj navedenemu strošku priprave DEKA vode dodamo ocenjeni specifični strošek vzdrževanja postrojenja KPV v višini 5,6 € cent/m³ → strošek priprave DEKA vode: 0,113 EUR/m³. Letni stroški DEKA vode za JEK 2 so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-5**).

Tabela 4.6-5: Letni stroški DEKA vode za JEK 2

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Poraba dekarbonatizirane (DEKA) vode (m ³ /h)	4.682	5.843	9.364
Letni strošek priprave DEKA vode za JEK 2 (v 000 EUR)	4.241	5.292	8.482

Stroški DEKA vode so vezani na ure obratovanja in se po letih spreminjajo glede na število ur obratovanja.

4.6.2.2 Demineralizirana voda

Demineralizirana (DEMI) voda se uporablja predvsem v vitalnih tehnoloških sistemih v sklopu jedrskega otoka elektrarne oziroma za nadomeščanje vode zaradi odsoljevanja v uparjalnikih. Strošek priprave DEMI vode je ocenjen na 1,5 EUR/m³.

Letni stroški DEMI vode za JEK 2 so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-6**).

¹⁰ Sklep o določitvi cene za osnove vodnih povračil za rabo vode, naplavin in vodnih zemljišč za leto 2019 (Ur.l. RS, št. 80/18).

Tabela 4.6-6: Letni stroški DEMI vode za JEK 2

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Poraba demineralizirane (DEMI) vode (m ³ /h) ¹¹	45	35	90
Letni strošek priprave DEMI vode za JEK 2 (v 000 EUR)	540	420	1.080

4.6.2.3 Stroški materiala za vzdrževanje in ostali stroški materiala

Stroški materiala za vzdrževanje so na podlagi podatkov iz letnega poročila NEK za leto 2018 izračunani v višini 0,26 % od vrednosti gradbenih del in opreme. Ostali stroški materiala so za Varianti 1 in 2 ocenjeni v višini 3 mio EUR ter za Varianto 3: 5 mio EUR. Izračun stroškov materiala za vzdrževanje in ostalih stroškov materiala je podan v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-7**).

Tabela 4.6-7: Letni stroški materiala za vzdrževanje in ostali stroški materiala

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Materiali za vzdrževanje	10.673	14.785	17.788
Ostali stroški materiala	3.000	3.000	5.000
Skupaj	13.673	17.785	22.788

Stroški materiala za vzdrževanje in ostali stroški materiala so v vseh letih obratovanja enaki. Pri Varianti 3 so stroški v prvih dveh letih obratovanja nižji, ker obratuje le prva faza celotne investicije.

4.6.3 Stroški storitev

Stroški storitev obsegajo storitve vzdrževanja in stroške zavarovanja ter druge storitve. Storitve vzdrževanja so na podlagi podatkov iz letnega poročila NEK za leto 2018 izračunani v višini 1,05 % od vrednosti gradbenih del in opreme. Stroški zavarovanja so prav tako na podlagi letnega poročila izračunani v višini 0,13 % od vrednosti gradbenih del in opreme. Izračun stroškov storitev po variantah je prikazan v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-8**). Stroški drugih storitev so pri Variantah 1 in 2 ocenjeni v višini 10 mio EUR ter pri Varianti 3: 17 mio EUR/leto.

¹¹ Povprečna poraba DEMI vode na osnovi razpoložljivih podatkov potencialnih dobaviteljev (povzeto po ovojnicah parametrov v okviru IDZ za JEK 2, IBE, d.d., februar 2009 in po drugih tehničnih podlogah). Stroški DEMI vode so vezani na ure obratovanja in se po letih spreminjajo glede na število ur obratovanja.

Tabela 4.6-8: Letni stroški storitev

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Storitve vzdrževanja	42.850	59.359	71.416
Zavarovalne premije	5.421	7.509	9.034
Druge storitve	10.000	10.000	17.000
Skupaj	58.270	76.868	97.450

Stroški storitev so v vseh letih obratovanja enaki. Pri Varianti 3 so stroški v prvih dveh letih obratovanja nižji, ker obratuje le prva faza celotne investicije.

4.6.4 Stroški dela

Bruto plače in ostali stroški dela so izračunani na podlagi podatkov iz letnega poročila NEK za leto 2018. Upoštevani so tudi davki in prispevki na plače v višini 16,10 % ter dodatno pokojninsko zavarovanje v višini 5,84 % na bruto plače. Izhodišča za izračun stroškov dela so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-9**).

Tabela 4.6-9: Izhodišča za izračun stroškov dela

Stroški dela na zaposlenega		VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Bruto plače	EUR/mesec	3.347,55	3.347,55	3.347,55
Davki in prispevki	%	16,10%	16,10%	16,10%
Dodatno pok. zavarovanje	%	5,84%	5,84%	5,84%
Ostali stroški dela	EUR/mesec	556,01	556,01	556,01

V izračunu stroškov dela je bilo po posamezni varianti upoštevano naslednje število zaposlenih:

- Varianta 1 350,
- Varianta 2 450,
- Varianta 3 450.

Letni stroški dela so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-10**).

Tabela 4.6-10: Letni stroški dela

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Stroški dela	19.480	25.045	25.045

4.6.5 Stroški amortizacije

Stroški amortizacije so izračunani ob upoštevanju nabavne vrednosti osnovnih sredstev ter amortizacijskih dob, ki znašajo za gradbena dela 60 let ter za opremo in ostala vlaganja 30 let. Upoštevane amortizacijske stopnje so podane v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-11**).

Tabela 4.6-11: Letne amortizacijske stopnje osnovnih sredstev (v %)

Vrsta osnovnih sredstev	Amortizacijska stopnja (v %)
Gradbeni objekti z instalacijami	
Gradbena dela	1,67%
Oprema z montažo	
Reaktorska oprema	3,33%
Turbinska oprema	3,33%
Ostala oprema	3,33%
Ostali stroški investicije	
Ostali stroški	3,33%
Ostali stroški - spremenljivi	3,33%
Ostali stroški - II. faza	3,33%
Nepredvideno	3,33%

Letni stroški amortizacije so izračunani z uporabo zgoraj podanih amortizacijskih stopenj in amortizacijskih osnov, ki jih predstavljajo nabavne vrednosti posameznih vrst osnovnih sredstev.

Tabela 4.6-12: Letni stroški amortizacije po posameznih letih obratovanja, v 000 EUR

Leto	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
2030	148.523	204.000	160.261
2031	148.523	204.000	160.261
2032	148.523	204.000	246.558
2033	148.523	204.000	246.558
2034	148.523	204.000	246.558
2035-2044	148.523	204.000	246.558
2045-2058	148.523	204.000	246.558
2059	148.523	204.000	246.558
2060	93.170	129.067	224.640
2061	93.170	129.067	224.640
2062	93.170	129.067	155.283
2063	93.170	129.067	155.283
2064	93.170	129.067	155.283
2065	93.170	129.067	155.283
2066-2089	93.170	129.067	155.283

Amortizacijski stroški se po letih spreminjajo v skladu z amortizacijskimi stopnjami posameznih vrst opreme.

Revitalizacija osnovnih sredstev bo izvedena ob koncu 30-letnega obdobja obratovanja in sicer v letih 2058 in 2059. Predvidena je menjava opreme v višini 80 % vrednosti opreme. Pri Varianti 1 je tako predvidena vrednost revitalizacije opreme v višini 2.033 mio EUR, pri Varianti 2: 2.816 mio EUR ter pri Varianti 3: 3.388 mio EUR.

4.6.6 Ostali stroški

Ostali stroški obratovanja elektrarne so razdeljeni na dva dela. Prvi del obsega plačilo prispevka za razgradnjo in odlaganje radioaktivnih odpadkov. Drugi del pa obsega vse ostale stroške, kot so stroški nadomestila za omejeno rabo prostora, vodnih povračil ter drugih stroškov.

Za potrebe te študije je za vsako od treh analiziranih variant izračunana višina prispevka za razgradnjo. V okviru izračuna prispevka za razgradnjo in odlaganje radioaktivnih odpadkov je izdelan grob izračun stroškov razgradnje in odlaganja radioaktivnih odpadkov. Izračun je izdelan za obstoječo JE Krško (NEK) (vključno s podaljšano življenjsko dobo) skupaj s posamezno varianto izgradnje JEK 2. Investicijski in obratovalni stroški so povzeti iz trenutno dostopne dokumentacije, ki je podana v opombah.

Tabela 4.6-13: Investicijski in obratovalni stroški objektov za razgradnjo in odlaganje radioaktivnih odpadkov

Elektrarna/ varianta	Objekti za razgradnjo in odlaganje radioaktivnih odpadkov	Investicijski in obratovalni stroški (v mio EUR)
NEK s PŽD	Odlaganje NSRAO ¹²	454
NEK s PŽD	Skladišče IJG ¹³	126
NEK s PŽD	Odlaganje IJG ¹⁴	1.137
NEK s PŽD	Razgradnja ¹⁵	474
	SKUPAJ	2.190
JEK2 V1	Odlaganje NSRAO	379
JEK2 V1	Skladišče IJG	124
JEK2 V1	Odlaganje IJG	326
JEK2 V1	Razgradnja	780
	SKUPAJ	1.610
JEK2 V2	Odlaganje NSRAO	398
JEK2 V2	Skladišče IJG	167
JEK2 V2	Odlaganje IJG	439
JEK2 V2	Razgradnja	1.134
	SKUPAJ	2.138
JEK2 V3	Odlaganje NSRAO	419

¹² Povzeto po Investicijskem programu, Revizija E za odlagališče NSRAO Vrbina. Upoštevana je vrednost investicije, ki pripada odlaganju NSRAO iz NEK ter odšteta so že vložena sredstva Sklada NEK.

¹³ Povzeto po Third Revision of the Krško NKK Radioactive Waste and Spent Fuel Disposal program.

¹⁴ Povzeto po Third Revision of the Krško NKK Radioactive Waste and Spent Fuel Disposal program.

¹⁵ Povzeto po Sixth Revision of the Preliminary Decommissioning Plan NPP Krško.

JEK2_V3	Skladišče IJG	249
JEK2_V3	Odlaganje IJG	653
JEK2_V3	Razgradnja	1.535
	SKUPAJ	2.855

Pri izračunu investicijskih in obratovalnih stroškov posamezne variante izgradnje JEK 2 je za odlagališče NSRAO upoštevan variabilni del investicije (razlika med scenarijema SA.2 (odlagališče za hrvaški in slovenski del odpadkov iz NEK) in SA.3 (odlagališče za slovenski del odpadkov iz NEK)) preračunan na proizvedeno količino električne energije. Pri izračunu investicijskih in obratovalnih stroškov posamezne variante izgradnje JEK 2 je za skladišče IJG upoštevana vrednost investicije za NEK preračunana na količino zamenjanih elementov jedrskega goriva. Enaka metoda je bila uporabljena za izračun investicijskih in obratovalnih stroškov za odlagališče IJG. Pri izračunu investicijskih in obratovalnih stroškov za razgradnjo je upoštevana investicijska vrednost za NEK preračunana na proizvedeno količino električne energije.

Pri izračunu je uporabljena diskontna stopnja v višini 3,40 %, kar ustreza povprečni letni donosnosti portfelja Sklada NEK za zadnjih 14 let¹⁶. Hkrati je upoštevano, da je v Skladu NEK zbrano približno 200 mio EUR sredstev ter predpostavljeno, da ima Republika Hrvaška v svojem skladu zbrano enako višino sredstev. Izračun prispevka na MWh, ki naj bi zadoščal za pokritje vseh stroškov razgradnje in odlaganja radioaktivnih odpadkov, prikazuje spodnja tabela (**Tabela 4.6-14**).

Tabela 4.6-14: Okvirni izračun prispevka za razgradnjo in odlaganje radioaktivnih odpadkov

		NEK s PŽD	NEK s PŽD in JEK2-V1	NEK s PŽD in JEK2-V2	NEK s PŽD in JEK2-V3
Vsota celotnih stroškov	v mio EUR	2.596	3.929	4.484	5.232
NSV celotnih stroškov ravnanja z odpadki znižana za že zbrana sredstva	v mio EUR	373	511	566	647
Vsota proizvodnje	TWh	133	649	884	1.148
Prispevek za ravnanje z odpadki	EUR/MWh	2,79	0,79	0,64	0,56

Pri tolmačenju rezultatov moramo poudariti, da gre zgolj za okvirni izračun katerega namen je predvsem prikazati vpliv izgradnje nove proizvodne enote na višino prispevka za razgradnjo in skladiščenje radioaktivnih odpadkov.

Vsi ostali stroški, kot so stroški nadomestila za omejeno rabo prostora, stroški vodnih povračil ter drugi stroški so ocenjeni v višini 6,4 mio EUR letno. Pri tem je upoštevano, da znaša strošek nadomestila za omejeno rabo prostora za novo JEK 2 toliko kot znaša trenutni stroške nadomestila za NEK in sicer 5,4 mio EUR letno.

¹⁶ Poslovno poročilo Sklada NEK za leto 2017.

Ostali stroški so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 4.6-15**).

Tabela 4.6-15: Ostali letni stroški

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Prispevek za razgradnjo in odlaganje	6.653	7.873	9.376
Ostali stroški	6.400	6.400	6.400

4.6.7 Stroški financiranja

Stroški financiranja obsegajo stroške obresti in druge stroške financiranja za sposojene finančne vire. Podrobnejši prikaz in izračun stroškov financiranja je razviden iz poglavja 8 - Okvirna finančna konstrukcija. V spodnji tabeli (**Tabela 4.6-16**) prikazujemo stroške financiranja po stalnih cenah za prvo leto odplačila posojil, ko so stroški največji in za zadnje leto odplačila posojil, ko so stroški najmanjši.

Tabela 4.6-16: Stroški financiranja

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Stroški v prvem letu odplačila posojil	161.835	223.637	258.379 ¹⁷
Stroški v zadnjem letu odplačila posojil	1.673	2.314	2.744

4.7 OCENA PRIHODKOV V PRIČAKOVANI ŽIVLJENJSKI DOBI ZA VSAKO OD OBRAVNAVANIH VARIANT

V dokumentu je predpostavljeno, da bo nova JEK 2 ustvarjala prihodke s proizvodnjo pasovne energije (osnovni scenarij). V okviru analize občutljivosti oziroma scenarijske analize pa je predpostavljeno tudi ustvarjanje prihodkov z zagotavljanjem sistemskih storitev, in sicer z vzdrževanjem frekvenca (primarna regulacija frekvenca) ter z avtomatskim procesom povrnitve frekvenca (sekundarna regulacija frekvenca). Tretji scenarij obratovanja JEK 2 pa predvideva proizvodnjo sledenje bremenu (trapez). Ocena prihodkov iz naslova zagotavljanja storitev regulacije napetosti (jalove energije) v analizi ni bila upoštevana.

Višina prihodkov od prodaje električne energije in zagotavljanja sistemskih storitev je odvisna od vrednosti tržne cene električne energije, cene zagotavljanja sistemskih storitev in od proizvodnje električne energije. Osnovni scenarij ocene prihodkov predstavlja obratovanje elektrarne v pasu in prodaja pasovne energije. V analizi občutljivosti pa sta prikazana scenarija obratovanja s prodajo sistemskih storitev in obratovanja sledenje bremenu (trapez).

V spodnji tabelah (**Tabela 4.7-1**, **Tabela 4.7-2**) so prikazane v ekonomski analizi upoštevane tržne cene električne energije, tržne cene za zagotavljanje sistemskih storitev in tržne cene za elektriko proizvedeno

¹⁷ Stroški financiranja v tretjem letu obratovanja, ko se začne odplačevati tudi drugo posojilo.

v trapezu. Izhodišča tržnih cen so povzeta po poglavju 3.2 Projekcija gibanja cen električne energije. Izhodiščna cena električne energije v letu 2030 znaša 70,00 EUR/MWh in se do leta 2035 postopno dvigne na 74,00 EUR/MWh, s tem da je konservativno predpostavljeno, da cena po letu 2035 ostaja na enakem nivoju do konca dobe obratovanja elektrarne.

Tabela 4.7-1: Izhodišča za izračun prihodkov

	Enota	2030	2031	2032
Prodajna cena elektrike - pas	EUR/MWh	70,00	70,80	71,60
Cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija)-fiksni del	EUR/MW/leto	110.000	110.000	110.000
Cena avtomatskega procesa povrnitve frekvence (sekundarna regulacija)-fiksni del	EUR/MW/leto	144.000	144.000	144.000
Cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija)-variabilni del (energija)	EUR/MWh	91,00 (pozitivna smer)	92,04 (pozitivna smer)	93,08 (pozitivna smer)
		49,00 (negativna smer)	49,56 (negativna smer)	50,12 (negativna smer)
Cena avtomatskega procesa povrnitve frekvence (sekundarna regulacija)-variabilni del (energija)	EUR/MWh	91,00 (pozitivna smer)	92,04 (pozitivna smer)	93,08 (pozitivna smer)
		49,00 (negativna smer)	49,56 (negativna smer)	50,12 (negativna smer)
Prodajna cena elektrike - trapez	EUR/MWh	87,50	88,50	89,50

Tabela 4.7-2: Izhodišča za izračun prihodkov

	Enota	2033	2034	2035-2089
Prodajna cena elektrike - pas	EUR/ MWh	72,40	73,20	74,00
Cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija)-fiksni del	EUR/ MW/leto	110.000	110.000	110.000
Cena avtomatskega procesa povrnitve frekvence (sekundarna regulacija)-fiksni del	EUR/ MW/leto	144.000	144.000	144.000
Cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija)-variabilni del (energija)	EUR/ MWh	94,12 (pozitivna smer)	95,16 (pozitivna smer)	96,20 (pozitivna smer)
		50,68 (negativna smer)	51,24 (negativna smer)	51,80 (negativna smer)
Cena avtomatskega procesa povrnitve frekvence (sekundarna regulacija)-variabilni del (energija)	EUR/ MWh	94,12 (pozitivna smer)	95,16 (pozitivna smer)	96,20 (pozitivna smer)
		50,68 (negativna smer)	51,24 (negativna smer)	51,80 (negativna smer)
Prodajna cena elektrike - trapez	EUR/ MWh	90,50	91,50	92,50

V spodnji tabeli so prikazane količine proizvedene električne energije po posamezni varianti za leto, ko ni predvidena zamenjava goriva (razpoložljivost elektrarne 91,3 %). Za leta, ko je predvidena zamenjava goriva, je predvideno, da se proizvodnja zmanjša na 95 %.

Tabela 4.7-3: Proizvodnja v letu brez menjave goriva

		Enota	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Osnovni scenarij (proizvodnja v pasu)	Električna energija - pas	MWh	8.800.000	12.800.000	17.600.000
Scenarij z zagotavljanjem sistemskih storitev	Električna energija - pas	MWh	8.160.000	12.160.000	16.960.000
	Cena procesa vzdrževanja frekvence (primarna regulacija)	MW	20	20	20
	(Ne) proizvodnja v primarni regulaciji	MWh	11.429	11.429	11.429
	Cena avtomatskega procesa povrnitve frekvence (sekundarna regulacija)	MW	60	60	60
	(Ne) proizvodnja v sekundarni regulaciji	MWh	34.286	34.286	34.286
Scenarij sledenje bremenu (trapez) ¹⁸	Električna energija - pas	MWh	2.398.000	3.488.000	4.551.404
	Električna energija - trapez	MWh	4.004.000	5.824.000	7.599.592

¹⁸ Opredelitev in opis scenarija sledenje bremenu (trapez) je podan v poglavju 10.3 Analiza scenarijev.

Ob upoštevanju izhodiščnih prodajnih cen in podanih proizvojenj povprečni letni prihodki po posameznih variantah znašajo kot je prikazano v spodnji tabeli (**Tabela 4.7-4**).

Tabela 4.7-4: Povprečni letni prihodki

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Scenarij proizvodnja v pasu	624.179	907.897	1.229.322
Scenarij z zagotavljanjem sistemskih storitev	592.867	876.584	1.198.653
Scenarij sledenje bremenu (trapez)	525.091	763.768	1.034.167

Iz prikazanih podatkov vidimo, da pri izhodiščnih cenah največje prihodke dosega način obratovanja v pasu. Obratovanje v pasu z zagotavljanjem sistemskih storitev dosega za 2,5 – 5 % manjše prihodke. Med tem, ko obratovanje sledenje bremenu (trapez) dosega za 16 % manjše prihodke.

4.8 PRIKAZ LASTNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PO VARIANTAH

Lastno ceno dobimo tako, da celotne stroške (fiksne in variabilne), vključno s stroški financiranja, delimo s količino proizvodnje.

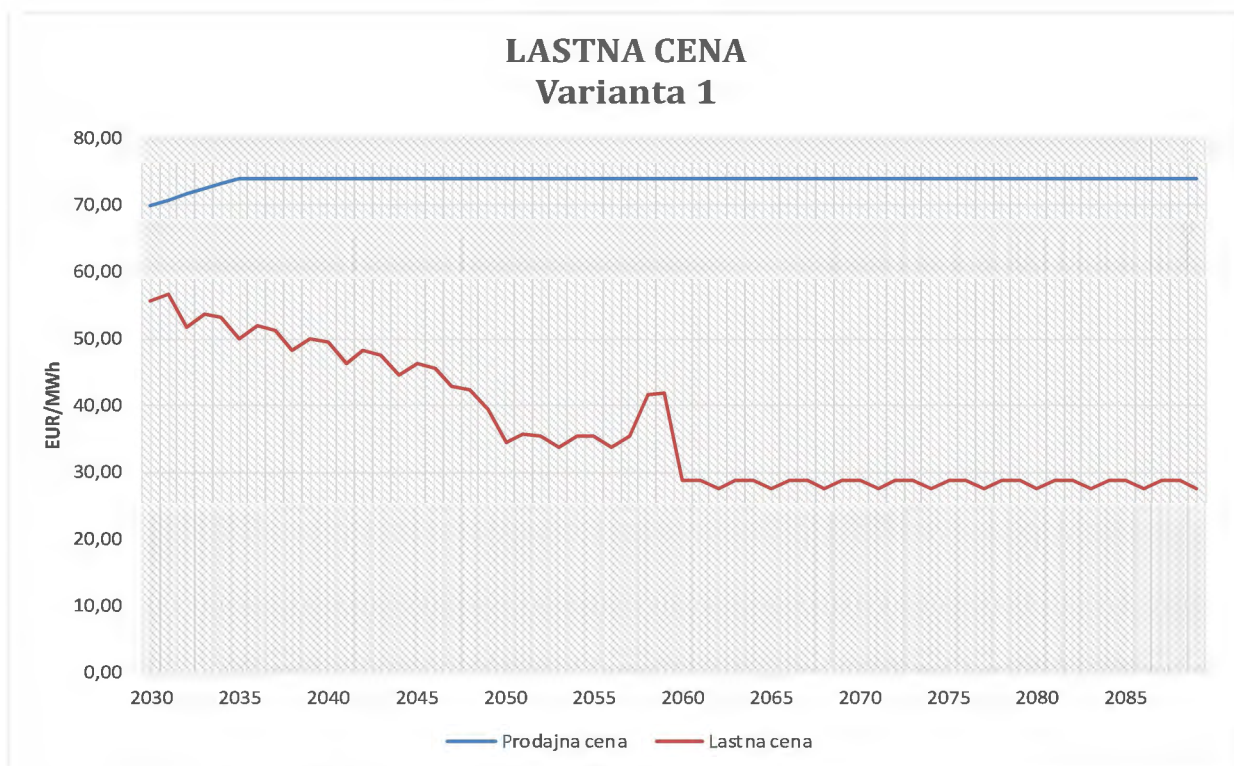
Povprečna lastna cena v življenjski dobi pri scenariju proizvodnje v pasu je prikazana v spodnji tabeli (**Tabela 4.8-1**).

Tabela 4.8-1: Povprečna lastna cena

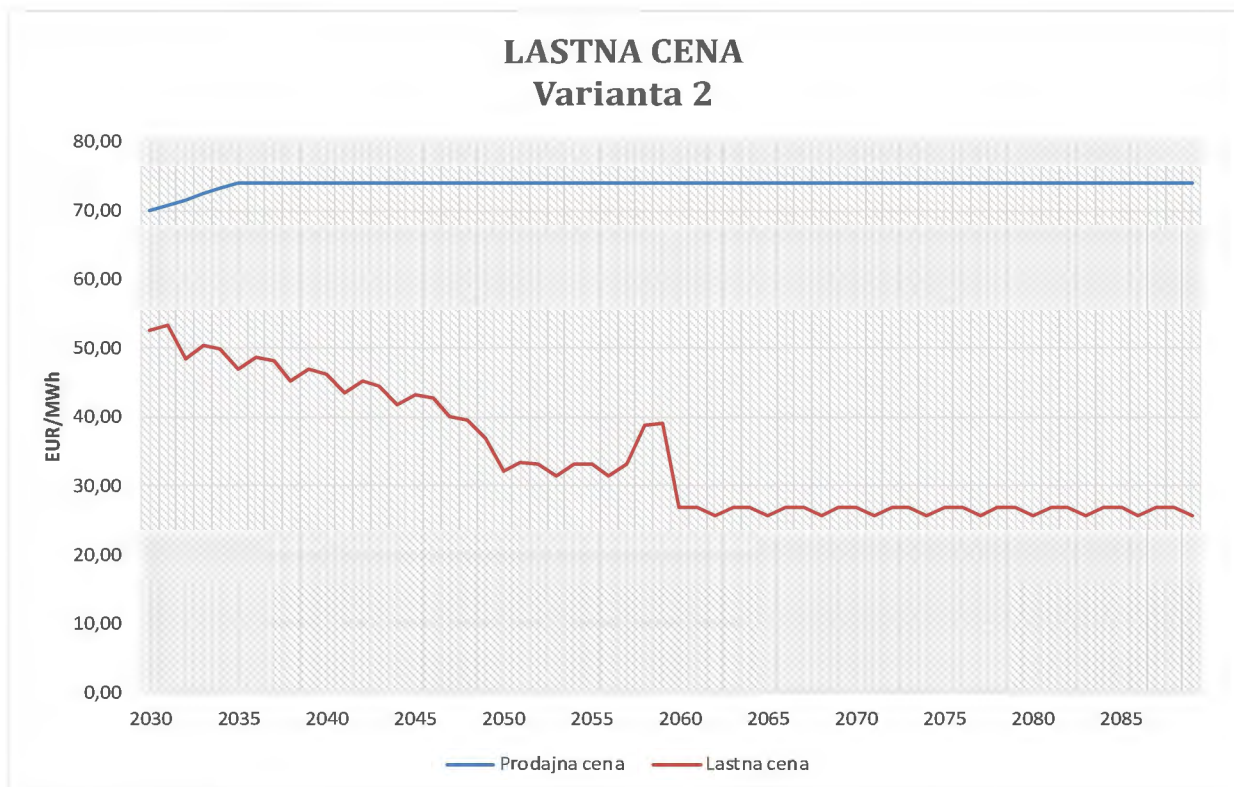
v EUR/MWh	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Povprečna lastna cena	36,53	34,09	30,71

Najnižjo lastno ceno ima Varianta 3 največjo pa Varianta 1. Razlika v lastni ceni med Varianto 1 in Varianto 3 znaša 19,0 %, med Varianto 2 in Varianto 3 pa 11,0 %.

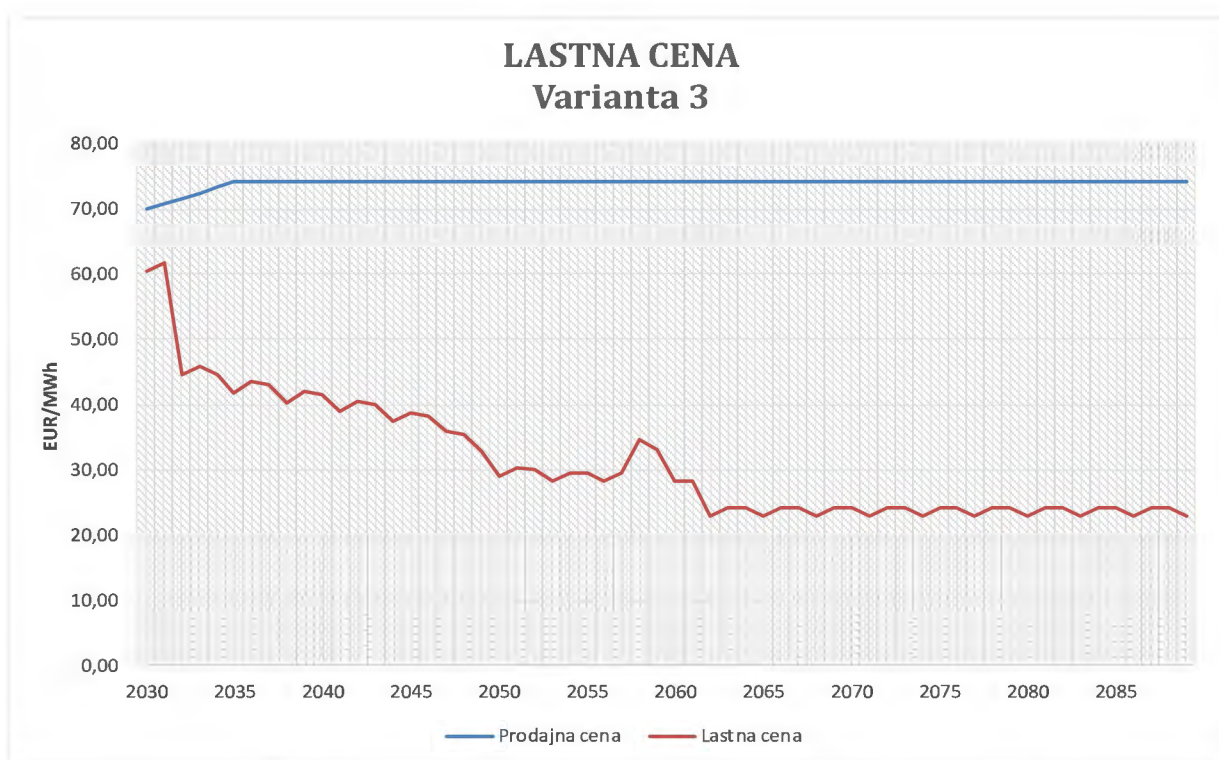
Lastna cena se po letih spreminja zaradi različnega obsega proizvodnje in zaradi spreminjanja stroškov. Lastna cena po letih je prikazana na spodnjih slikah (**Slika 4.8-1**, **Slika 4.8-2**, **Slika 4.8-3**)



Slika 4.8-1: Gibanje lastne cene skozi dobo obratovanja pri varianti 1



Slika 4.8-2: Gibanje lastne cene skozi dobo obratovanja pri varianti 2



Slika 4.8-3: Gibanje lastne cene skozi dobo obratovanja pri varianti 3

Na slikah je poleg lastne cene prikazano tudi spreminjanje prodajne cene električne energije.

Iz prikazanih slik vidimo, da je lastna cena največja v prvih letih obratovanja, ko so stroški obresti največji. Z odplačevanjem posojil se lastna cena znižuje. V letih 2058 in 2059 se lastna cena poveča zaradi revitalizacije opreme, ki povzroči večji izpad proizvodnje.

4.9 PRIKAZ TOČKE PRELOMA PO VARIANTAH

Izračun točke preloma nam pokaže pri katerem obsegu poslovanja se prihodki izenačijo s stroški. Izračun točke preloma je za povprečno leto obratovanja po variantah prikazan v spodnjih tabelah (**Tabela 4.9-1**, **Tabela 4.9-2**, **Tabela 4.9-3**).

Tabela 4.9-1: Točka preloma za varianto 1

	Enota	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e
Povprečni letni fiksni stroški proizvodnje	v 000 EUR	268.414
Povprečni variabilni stroški na enoto	EUR/MWh	4,8
Prodajna cena	EUR/MWh	73,8
Točka preloma	Zasedenost kapacitet	GWh
	46,0% ¹⁹	3.890

Tabela 4.9-2: Točka preloma za varianto 2


	Enota	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e
Povprečni letni fiksni stroški proizvodnje	v 000 EUR	359.170
Povprečni variabilni stroški na enoto	EUR/MWh	4,9
Prodajna cena	EUR/MWh	73,8
Točka preloma	Zasedenost kapacitet	GWh
	42,4% ¹⁹	5.213

Tabela 4.9-3: Točka preloma za varianto 3

	Enota	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Povprečni letni fiksni stroški proizvodnje	v 000 EUR	431.368
Povprečni variabilni stroški na enoto	EUR/MWh	4,80
Prodajna cena	EUR/MWh	73,8
Točka preloma	Zasedenost kapacitet	GWh
	37,6% ¹⁹	6.251

Iz prikazanih izračunov vidimo, da se v povprečnem letu točka preloma giblje, odvisno od variante, od 38 % do 46 % razpoložljive proizvodnje (91.3 % oziroma 8.000 ur).

¹⁹ Odstotek proizvodnje obračunan od razpoložljive proizvodnje 8.000 ur letno.

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 5. ANALIZA VPLIVOV NA OKOLJE	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:				Številka projekta:		JEK2-B003/014A	
Izdelal:		H. Lap, J. Kuclar in sodelavci		Klasifikac. oznaka:		-	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 5 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

5	ANALIZA VPLIVOV Z OPISOM POMEMBNEJŠIH VPLIVOV INVESTICIJE Z VIDIKA OKOLJSKE SPREJEMLJIVOSTI, ZAGOTAVLJANJA UČINKOVITE RABE PROSTORA IN SKLADNEGA REGIONALNEGA RAZVOJA TER TRAJNOSTNEGA RAZVOJA DRUŽBE ...	3
5.1	SPLOŠNO	3
5.2	VPLIV NA PODNEBNE SPREMEMBE	6
5.3	VPLIV NA KAKOVOST ZRAKA	10
5.4	RAVNANJE Z JEDRSKIMI ODPADKI IN OBSEVANIM JEDRSKIM GORIVOM.....	12
5.5	IONIZIRAJOČE SEVANJE.....	12

5 ANALIZA VPLIVOV Z OPISOM POMEMBNEJŠIH VPLIVOV INVESTICIJE Z VIDIKA OKOLJSKE SPREJEMLJIVOSTI, ZAGOTAVLJANJA UČINKOVITE RABE PROSTORA IN SKLADNEGA REGIONALNEGA RAZVOJA TER TRAJNOSTNEGA RAZVOJA DRUŽBE

5.1 SPLOŠNO

Ključni argumenti, ki govorijo v prid jedrski strategiji, so povezani z upoštevanjem omejitev post kjotskega obdobja oziroma izpolnjevanjem obveznosti iz Pariškega sporazuma o podnebnih spremembah. Ključni argumenti so tudi zmanjševanje uvozne odvisnosti ob sočasnem doseganju konkurenčne cene proizvedene energije, ki ohranja in povečuje konkurenčnost slovenskega gospodarstva.

Da bi Slovenija izpolnila zahteve post kjotskega obdobja bi morala bodisi:

- zmanjševati obseg pridobivanja električne energije iz premoga in pospešeno uvajati nizkoogljicne energetske vire,
- pri tehnologijah pridobivanja električne energije iz premoga uvesti omilitvene ukrepe za ogljik, ki kot tehnologija še ni komercialno dobavljiva (zajemanje CO₂),
- povečati uvoz električne energije iz držav, kjer pridobivanje elektrike temelji na uporabi čistejših virov,
- drastično zmanjšati porabo električne energije in drugih energentov,
- uporabiti kombinacijo omenjenih možnosti.

Večina naštetih možnosti ne podpira nadaljnje nacionalne rasti in razvoja. Zaradi naraščanja potreb po električni energiji je četrta možnost (drastično zmanjšanje porabe električne energije in drugih energentov) nerealna, saj je večanje slovenskega bruto domačega proizvoda (BDP) in posledično življenjskega standarda neposredno povezano z rastjo porabe električne energije. Povečan uvoz »zelene« elektrike prav tako ni dolgoročna rešitev, saj temelji na malo verjetni predpostavki, da bodo te države v prihodnje razpolagale s presežki električne energije v razmerah omejene proizvodnje ali povečanega povpraševanja po »zeleni« električni energiji. Predvidoma bomo v Sloveniji na poti do brezogljicne oskrbe z energijo postopoma zniževali proizvodnjo elektrike v elektrarnah na premog, kajti možnosti za uvedbo tehnologij za zajemanje CO₂ so še zelo omejene oziroma so trenutno še v fazi razvoja.

V takšnih okoliščinah mora biti izgradnja nove jedrske elektrarne vključena med prioritete nacionalne trajnostno razvojne projekte Slovenije.

Če primerjamo vplive različnih energetskih tehnologij na okolje, ugotovimo, da so vplivi na okolje in zdravje prebivalstva med obratovanjem jedrske elektrarne v normalnih razmerah precej manjši kot pri drugih energetskih tehnologijah. Emisije ogljikovega dioksida zaradi obratovanja jedrskih elektrarn so v primerjavi z drugimi tehnologijami zanemarljive tudi ob upoštevanju celotnega življenjskega cikla, vključno z rudarjenjem urana. V jedrskih elektrarnah nastaja v primerjavi z drugimi vrstami elektrarn tudi občutno manj nevarnih in nenevarnih odpadkov. S tega vidika so jedrske elektrarne sprejemljivejše ne samo od elektrarn na premog, ampak tudi od večine elektrarn na obnovljive vire.

Tehnične rešitve za obdelavo in odlaganje radioaktivnih odpadkov so znane, v Sloveniji je lokacija odlagališča nizko in srednje-radioaktivnih odpadkov že določena, izbrana je tudi tehnologija odlaganja. Načini in tehnologije odlaganja obsevanega jedrskega goriva in odpadkov v primeru uporabe recikliranega goriva se intenzivno razvijajo. Odlagališče visoko radioaktivnih odpadkov je že v izgradnji na Finskem, več tovrstnih odlagališč pa je v fazi načrtovanja. Suho skladišče za obsevano jedrsko gorivo iz obstoječe NE Krško se načrtuje in bo izvedeno znotraj območja NEK. Če se namesto uranovega dioksida, ki je običajno jedrsko gorivo, uporabi reciklirano jedrsko gorivo v obliki mešanega oksida, nastane pri obratovanju jedrske elektrarne bistveno manj visoko radioaktivnih odpadkov. Za pridobitev recikliranega jedrskega goriva je možno uporabiti tudi obsevano gorivo iz NEK.

Delež zasedenega zemljišča glede na proizvedeno energijo je, od vseh primerjanih tehnologij, pri jedrski elektrarni večji le v primerjavi z elektrarno na zemeljski plin, pri kateri pa ni upoštevana zasedba zemljišč zaradi prenosnih visokotlačnih plinovodov, ki so nujno potrebni za njeno obratovanje. Največja zasedba zemljišč nastopa pri obnovljivih energetskih virih. Tveganje za pojav nesreč z izpustom radioaktivnih snovi je zanemarljivo, manj kot 10^{-7} /leto.

Predvidena JEK 2 bo locirana tik ob obstoječi NE Krško, ki se nahaja okoli 4 km od središča naselja Krško na levem bregu Save in je 17 km oddaljena od državne meje s Hrvaško. Predvidena reaktorska zgradba JEK 2 in spremljajoči objekti bodo postavljeni na prodnati terasi oziroma na nasipu in bodo zaščiteni pred visokimi vodami tudi pri največjih možnih pretokih Save. Predvideni sta dve alternativni lokaciji, in sicer zahodno in vzhodno od obstoječe NE Krško.

Zaradi obstoječe toplotne obremenitve Save, hlajenje z rečno vodo pri JEK 2 ne bo mogoče, zato je predvidena postavitve hladilnega stolpa s hladilno vodo v obtoku in odvodom odpadne toplote v atmosfero. Hladilni stolp bo zaradi svojih dimenzij najbolj opazen del nove jedrske elektrarne, vendar je njegov vidni vpliv možno omiliti z ustreznimi arhitekturnimi rešitvami.

Vzhodna in zahodna lokacija za JEK 2 sta v neposredni bližini potrjene lokacije za odlagališče nizko in srednje - radioaktivnih odpadkov (NSRAO), tako da bodo obseg in vplivi transporta NSRAO minimalni. Zaradi NEK so določene omejitve rabe prostora v območju že prisotne, nova JEK 2 bo območje omejitev le nekoliko razširila. Za JEK 2 bo mogoče v pretežni meri uporabiti obstoječo infrastrukturo z določenimi prilagoditvami. Lokalni prebivalci že desetletja sobivajo z jedrsko elektrarno, zato ob korektnem obveščanju in sodelovanju sprejemljivost novega energetskega objekta v tem okolju predvidoma ni vprašljiva.



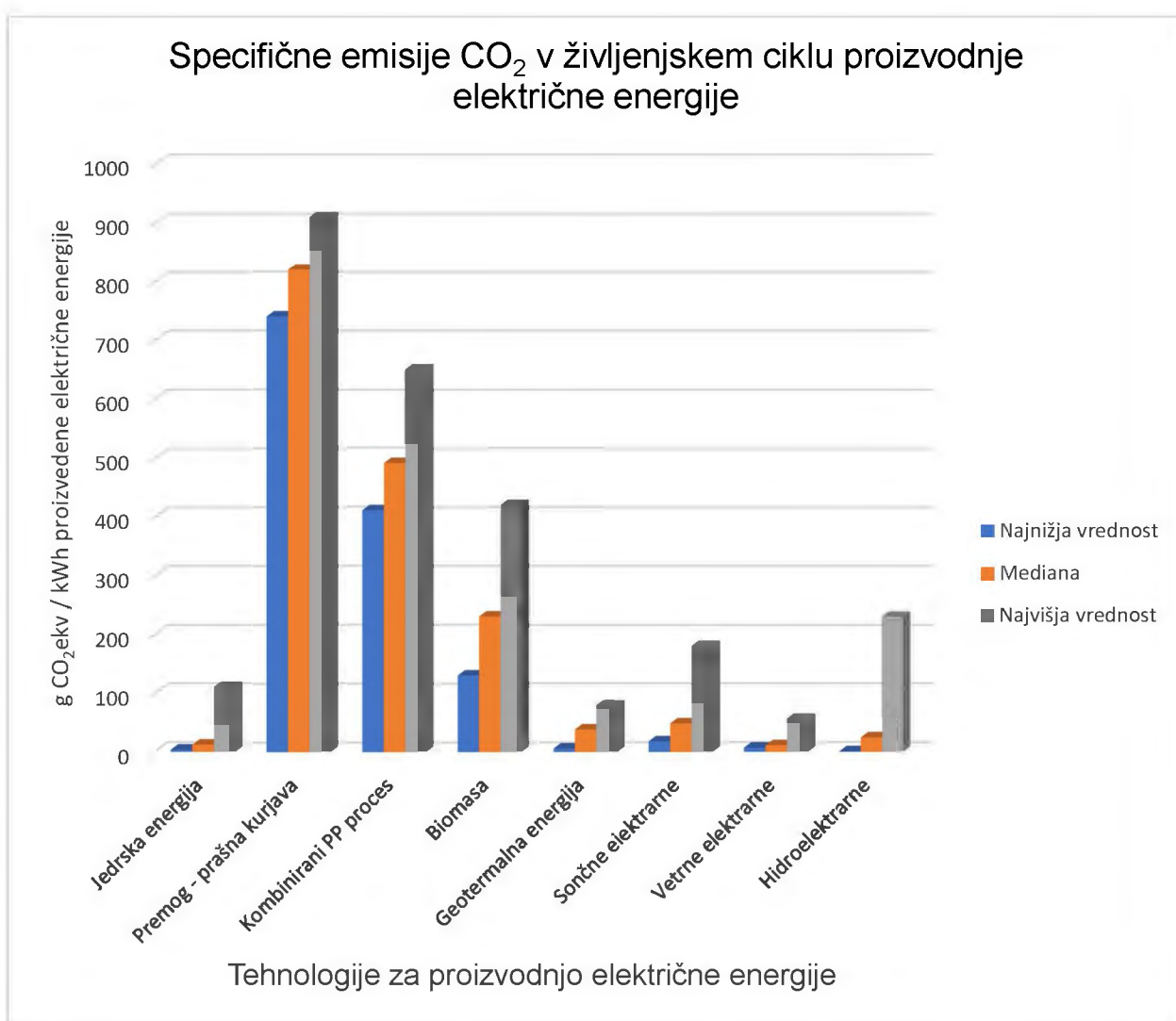
Slika 5.1-1: Prikaz postavitve JEK 2 na lokaciji zahodno od NEK



Slika 5.1-2: Prikaz postavitve JEK 2 na lokaciji vzhodno od NEK

5.2 VPLIV NA PODNEBNE SPREMEMBE

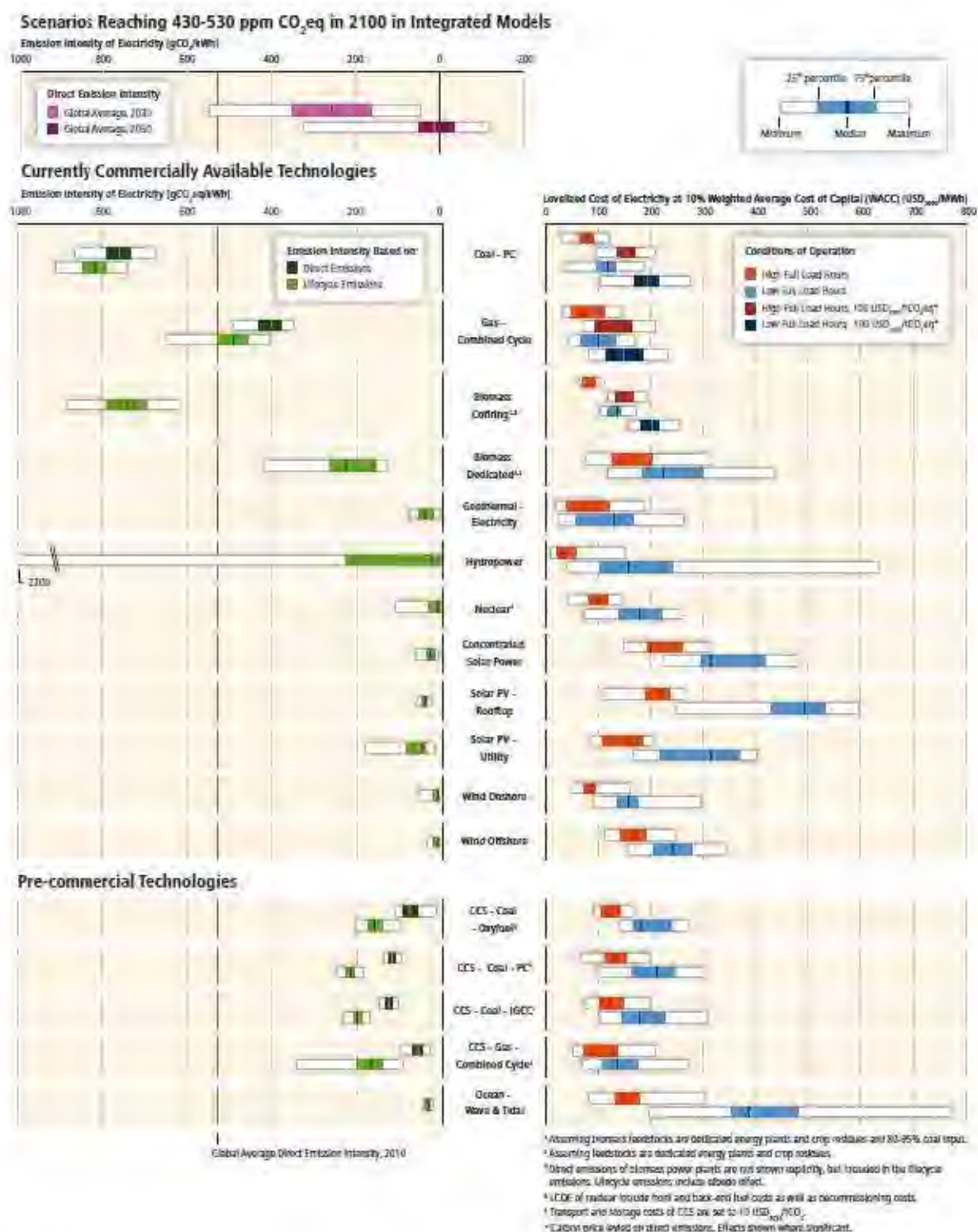
Izkoriščanje jedrske energije z izgradnjo JEK 2 omogoča uspešen spopad sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji s problematiko emisij toplogrednih plinov. Izpusti toplogrednih plinov pri proizvodnji električne energije, ki jih navaja dokument IPCC¹, so predstavljeni na spodnjih dveh slikah (**Slika 5.2-1** in **Slika 5.2-2**), ki med ostalimi tehnologijami proizvodnje električne energije prikazuje tudi oceno emisij v življenjskem ciklu na področju jedrske energije. Zaradi primerjave med emisijami toplogrednih plinov (TGP) pri uporabi različnih tehnologij za pridobivanje električne energije so emisije TGP izražene v gramih ekvivalenta CO₂ za kilovatno uro (g CO₂ ekv/kWh) proizvedene električne energije.



Slika 5.2-1: Ocenjeni obsegi izpustov toplogrednih plinov za najbolj razširjene energetske tehnologije v celotnem življenjskem ciklu (g CO₂ ekv / kWh)

¹ IPCC Fifth Assessment Report Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change – Energy Systems, Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC, 2014

Razširjen nabor tehnologij za proizvodnjo električne energije, s pripadajočimi vrednostmi emisij toplogrednih plinov v življenjskem ciklu proizvodnje električne energije pri uporabi različnih energetskih virov, je prikazan na spodnji sliki (**Slika 5.2-2**) – Vir: IPCC.



Slika 5.2-2: Ocenjeni obsegi izpustov toplogrednih plinov za različne opcije energetskih tehnologij v celotnem življenjskem ciklu (g CO₂ ekv / kWh). Vir: IPCC

Kot je razvidno iz gornjih prikazov (**Slika 5.2-1** in **Slika 5.2-2**), so izpusti toplogrednih plinov v celotnem življenjskem ciklu pri različnih opcijah energetske tehnologije med najnižimi prav pri jedrski energiji. Podobne vrednosti emisij CO₂ ekv v življenjskem ciklu proizvodnje električne energije pri uporabi različnih tehnologij in energentov navaja tudi Benjamin K. Sovacool ², pri čemer ta vir večji poudarek namenja prav emisijam TGP iz jedrskih elektrarn.

V procesu pridobivanja električne energije v jedrskih elektrarnah (in pri izkoriščanju obnovljivih virov energije) med obratovanjem elektrarne praktično ni izpustov toplogrednih plinov, nastopajo pa med rudarjenjem, gradnjo elektrarne, odlaganjem obsevanega jedrskega goriva in stranskih produktov proizvodnje ter pri ravnanju z odpadki in med razgradnjo. Tipičen življenjski cikel pri pridobivanju jedrske energije je sestavljen iz pridobivanja urana (odprti kop ali podzemni rudnik), drobljenja, pretvorbe, obogatitve (difuzija in/ali centrifugiranje), proizvodnje goriva, obratovanja jedrske elektrarne, predelave in obdelave obsevanega jedrskega goriva, začasnega skladiščenja radioaktivnih odpadkov, razgradnje in končnega odlaganja.

Celotni izpusti TGP iz jedrskih elektrarn so odvisni od lastnosti elektrarne (tipa, faktorja razpoložljivosti, izkoristka in življenjske dobe) in geografske lege elektrarne. Statistične analize jedrskega življenjskega cikla, povzete po viru Sovacool - 2008, kažejo na povprečno emisijo TGP 66 g CO₂ ekv/kWh, pri čemer 38 % emisij prispeva prvi del jedrskega cikla (rudarjenje, drobljenje, pretvorba, obogatitev in proizvodnja goriva), 12,5 % emisij izgradnja jedrske elektrarne, 17,5 % obratovanje jedrske elektrarne, 18 % razgradnja jedrske elektrarne in 14 % zadnji del gorivnega cikla (predelava goriva, obdelava goriva, začasno skladiščenje in trajno odlaganje). Mednarodni panel za podnebne spremembe - IPCC ³ za celotne izpuste TGP iz jedrskih elektrarn navaja celo nekoliko nižje vrednosti emisij CO₂ ekv, to je 12 g/kWh (mediana).

Emisije toplogrednih plinov med obratovanjem jedrske elektrarne so, glede na celotne emisije TGP v življenjskem ciklu jedrske energije, zanemarljive. Weisser za obratovanje lahkovodnih reaktorjev navaja celo bistveno nižje vrednosti emisij TGP od predhodno navedenih. Te naj bi se gibale med samo 0,74 in 1,3 g CO₂ ekv/kWh proizvedene električne energije. To potrjuje, da ima obratovanje jedrske elektrarne zelo majhen vpliv na emisije toplogrednih plinov.

Za Slovenijo, pa tudi za države v regiji, je zelo pomembno, kako uspešne bodo pri izpolnjevanju obveznosti post kjotskega obdobja glede podnebnih sprememb. Odločitev za Jedrsko elektrarno Krško 2 pomeni odločilen prispevek k zmanjšanju emisij toplogrednih plinov v Sloveniji in v regiji.

Ob predpostavki, da se električna energija namesto v JEK 2 proizvaja v sodobni termoelektrarni enoti na premog (TEŠ 6 z močjo 550 MW_e na pragu elektrarne), preostanek do izenačitve proizvodnje z JEK 2 pa v kombiniranih plinsko parnih elektrarnah, so bile izračunane količine emisij CO₂, ki se jim z obratovanjem JEK 2 izognemo. V odvisnosti od obravnavane variante se izognemo naslednjim letnim emisijam CO₂: **5,7 milijonov ton** (Varianta 1); **7,2 milijonov ton** (Varianta 2) oziroma **8,9 milijonov ton** (Varianta 3). Za

² Benjamin K. Sovacool: Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power. A critical survey. Energy Policy, Vol. 36, 2008, p. 2950

³ IPCC Fifth Assessment Report Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change – Energy Systems, Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC, 2014

izračun zgoraj navedenih direktnih emisij CO₂ pri zgorevanju fosilnih goriv sta bili upoštevani vrednosti specifičnih emisij za premog (lignit) 113 t CO₂ / TJ in za zemeljski plin 55,9 t CO₂ / TJ (Vir podatkov: Climate change 28/2016; CO₂ Emission Factors for Fossil Fuels, Umwelt Bundesamt). Izračun je podan v Prilogi 12.1-1.

V letu 2017 so emisije toplogrednih plinov (TGP) v Sloveniji znašale 17,453 mio ton CO₂ ekv (brez upoštevanja ponorov), kar predstavlja 14,5 %-no zmanjšanje emisij TGP v primerjavi z referenčnim letom 1986. Emisije CO₂ so v letu 2017 predstavljale 81,7 % vseh emisij TGP. Pomemben delež emisij TGP v Sloveniji prispeva sektor energetike, v letu 2017 je ta znašal nekaj več kot 28 %. Največji delež emisij TGP v letu 2017 pa je z 31,7 % prispeval promet (Vir: publikacija Slovenia's National Inventory Report 2019). V letu 2017 je sektor proizvodnje elektrike in toplote povzročil 4,915 mio ton emisij CO₂ ekv, promet pa 5,541 mio ton CO₂ ekv.

Kjotski protokol, ki je veljal za obdobje 2008 – 2012, bo po letu 2020 nadomestil pariški podnebni sporazum. Podpisnicam sporazuma so za vsako leto iz obdobja 2013 – 2020 dodeljene količine izpustov glede na izhodiščno leto 2005. Operativni program ukrepov zmanjšanja emisij toplogrednih plinov do leta 2020 iz decembra 2014 obravnava izpuste TGP, ki niso vključeni v shemo trgovanja z emisijami (EU ETS). Izpusti iz sektorjev, ki so vključeni v EU ETS, so regulirani preko mehanizma emisijskih kuponov. V omenjenem Operativnem programu so za sektor proizvodnja elektrike in toplote kot cilj za leto 2030 navedeni izpusti 3,963 mio ton CO₂ ekv, za vse sektorje skupaj pa je cilj 17,62 mio ton CO₂ ekv (brez upoštevanja ponorov).

Osnutek dokumenta Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije (NEPN), verzija 4.0 iz avgusta 2019 predvideva, da skupne letne emisije TGP v Sloveniji po scenariju DUA (ambiciozni scenarij z dodatnimi ukrepi) leta 2030 ne bodo presegale 13,595 mio ton CO₂ ekv.

Za obdobje po letu 2030 so pomembne dolgoročne ambicije podnebne politike, usklajene tudi s ciljem zmanjševanja emisij toplogrednih plinov, ki izhaja iz Načrta EU za prehod na konkurenčno gospodarstvo z nizkimi emisijami oziroma s ciljem **brezogljичne oskrbe z energijo do leta 2050**.

Če se osredotočimo le na obseg, ki izhaja iz nekaterih ocen s področja dolgoročnih napovedi elektroenergetskih bilanc Slovenije (presečno leto 2040), se pri predvidenem primanjkljaju ca 5.100 GWh/leto, ki ga pokrije proizvodnja električne energije iz JEK 2, izognemo naslednjim letnim emisijam CO₂: **4,84 milijonov ton** v primeru nadomeščanja proizvodnje električne energije iz premoga (lignit) ali **1,86 milijonov ton** v primeru nadomeščanja proizvodnje električne energije v kombiniranih plinsko parnih elektrarnah. Ocena primanjkljaja proizvodnje električne energije v domačih elektrarnah temelji na ocenah uvozne odvisnosti 35 % v letu 2040 ob upoštevanju predvidene porabe električne energije, ki je za Slovenijo po scenariju zmerne rasti porabe (ZMER) ocenjena na ca 14.500 GWh/leto (glej točko 3.1.3 v Poglavju 3: Analiza tržnih možnosti).

Glede na navedeno lahko ocenimo, da bodo vplivi na podnebne spremembe zaradi umestitve drugega bloka krške jedrske elektrarne **pozitivni**.

5.3 VPLIV NA KAKOVOST ZRAKA

Z izgradnjo JEK 2 se izognemo tudi emisijam onesnaževal, ki poslabšujejo kakovost zraka. Uredba o nacionalnih zgornjih mejah emisij onesnaževal zunanega zraka za Slovenijo med drugim določa omejitve pri količinah izpustov žveplovega dioksida (SO₂) in dušikovih oksidov (NO_x). Z vidika doseganja ciljev na področju nacionalnih zgornjih mej je, glede na trenutno stanje, za Slovenijo pomembno zlasti omejevanje emisij dušikovih oksidov.

Seveda pa so poleg zgoraj naštetih pomembne tudi emisije drugih onesnaževal zraka, kot so prašni delci (PM₁₀ in PM_{2,5}), ogljikov monoksid in ogljikovodiki, ki so pri obratovanju jedrske elektrarne zanemarljive. Jedrska elektrarna Krško 2, ki bi v obratovanju nadomestila termoelektrarne na fosilna goriva, bi tako občutno pripomogla k izboljšanju kakovosti zunanega zraka.

Ob enakih predpostavkah, kot so bile upoštevane v predhodni točki pri analizi emisij toplogrednih plinov, se z izgradnjo JEK 2 med drugim izognemo znatnim emisijam SO₂, NO_x in prašnih delcev, ki bi jih sicer povzročalo obratovanje termoelektrarn na fosilna goriva (enota na premog TEŠ 6 in PPE na zemeljski plin). Količine so prikazane v spodnji tabeli (**Tabela 5.3-1**).

Tabela 5.3-1: Okvirne količine emisij škodljivih snovi, ki se jim izognemo z obratovanjem JEK 2 (Varianta 1) namesto termoelektrarn na fosilna goriva:

	po Uredbi *	skladno z BREF **	skladno z BREF ***
	kg/MWh	kg/MWh	ton/leto
TE na premog 550 MW _e			
NO _x	0,725	0,544	ca 2.330
SO ₂	0,725	0,471	ca 2.020
prašni delci	0,0363	0,029	ca 125
PPE ca 580 MW _e			
NO _x	0,265	0,159	ca 719
Skupaj NO _x			ca 3.049

Legenda:

- * : Uredba o mejnih vrednostih emisije snovi v zrak iz velikih kurilnih naprav (Ur.l. RS, št. 103/2015)
- ** : IPPC Direktiva, Best Available Techniques, Reference Document for Large Combustion Plants, 2017 - referenčne »BAT« vrednosti emisijskih koncentracij škodljivih snovi
- *** : Predvideno obratovanje termoenergetskih objektov na polni moči 7.800 ur/leto

Za primerjavo s količinami emisij onesnaževal, ki izhajajo iz nacionalnih zgornjih mej (največja količina posamezne škodljive snovi, ki jo država Slovenija lahko emitira v koledarskem letu v obdobju po letu 2030) po Uredbi o nacionalnih zgornjih mejah emisij onesnaževal zunanega zraka (Ur.l. RS, št. 48/18), je bil upoštevan pričakovani primanjkljaj v elektroenergetski bilanci Slovenije (uvozna odvisnost), ki je za presečno leto 2040 grobo ocenjen na 5.100 GWh. To je obseg proizvodnje električne energije, ki bo v

primeru izgradnje načrtovane JEK 2 v celoti zagotovljen z njenim obratovanjem. Pri tem se izognemo naslednjim letnim emisijam NO_x, SO₂ in prahu:

Tabela 5.3-2: Okvirne količine emisij škodljivih snovi pri obratovanju termoelektrarn na fosilna goriva (obseg letne proizvodnje 5.100 GWh)

	skladno z BREF **	skladno z BREF	dejanske emisije iz termoelektrarn in toplarn v letu 2017	emisije v Sloveniji v referenčnem letu 2005	nacionalne zgornje meje emisij po letu 2030
	kg/MWh	ton/leto	ton/leto	ton/leto	ton/leto
TE na premog (5.100 GWh/leto)					
NO _x	0,544	ca 2.774	4.755	55.198	19.319
SO ₂	0,471	ca 2.402	1.983	40.429	3.234
prašni delci	0,029	ca 148	474	18.289	
PPE na ZP (5.100 GWh/leto)					
NO _x	0,159	ca 811	4.755	55.198	19.319

Primanjkljaj v elektroenergetski bilanci Slovenije v letu 2040 bo bistveno večji od zgoraj navedenega v primeru predčasnega zaprtja TEŠ 6, npr. že okoli leta 2040. Ker odločitev o letu zaustavitve enote TEŠ 6 še ni bila sprejeta, so okvirne količine emisij škodljivih snovi v zgornji tabeli podane za scenarij, ko TEŠ 6 še obratuje.

Emisije onesnaževal zunanjega zraka v Sloveniji so bile v letu 2017 naslednje: dušikovi oksidi NO_x (izraženo kot NO₂) 34.711 ton, žveplov oksidi (izraženo kot SO₂) 4.878 ton, skupni prah 15.149 ton. Podatki o emisijah onesnaževal za posamezna leta izhajajo iz poročil na spletnih straneh ARSO – National Sector Emissions (http://okolje.arso.gov.si/onesnazevanje_zraka/reporting#Nacionalne_emisije_onesnazeval_zraka).

Uredba o nacionalnih zgornjih mejah emisij onesnaževal zunanjega zraka za Slovenijo za obdobje od leta 2030 dalje določa zmanjšanje emisij dušikovih oksidov (NO_x) za 65 %, zmanjšanje emisij SO₂ pa za 92 %, oboje glede na izhodiščno leto 2005.

V primeru nadomeščanja proizvodnje električne energije iz premoga (teoretični primer) pomeni prispevek k zmanjšanju emisij glede na nacionalne zgornje meje: dobrih 14 % pri NO_x in nekaj več kot 74 % pri SO₂. Prispevek JEK 2 k zmanjševanju emisij škodljivih snovi v zrak je mnogo manjši tedaj, ko jedrska elektrarna nadomešča proizvodnjo električne energije v kombiniranih plinsko parnih elektrarnah. Prispevek k zmanjšanju emisij NO_x v tem primeru znaša dobre 4 % nacionalne zgornje meje po letu 2030, oziroma 17 % emisij NO_x, ki so v letu 2017 nastale pri obratovanju termoelektrarn in toplarn.

Glede na navedeno lahko ocenimo, da bodo vplivi na kakovost zraka zaradi umestitve drugega bloka krške jedrske elektrarne lokalno in regionalno **pozitivni**.

5.4 RAVNANJE Z JEDRSKIMI ODPADKI IN OBSEVANIM JEDRSKIM GORIVOM

Pri obratovanju jedrske elektrarne nastajajo trdni, tekoči in plinasti radioaktivni odpadki, ki se vodijo v ustrezne sisteme za čiščenje in radiološki nadzor, nato pa v kontrolirani izpust ali skladiščenje.

Veliko večino trdnih nizko in srednje radioaktivnih odpadkov (NSRAO), ki nastajajo v jedrski elektrarni, tvorijo izrabljene smole ionskih izmenjevalcev, gošče izparilnikov za obdelavo odpadnih vod, izrabljeni vložki filtrov in drugi kontaminirani stisljivi in nestisljivi trdni odpadki. Tipičen reaktor nove generacije z močjo 1.000 MW_e v povprečju na leto proizvede do 50 m³ trdnih nizko in srednje radioaktivnih odpadkov. Pri obstoječih jedrskih elektrarnah so količine teh odpadkov večje in se v življenjski dobi elektrarne v povprečju gibljejo med 200 in 350 m³ letno. Radioaktivni in neradioaktivni odpadki nastajajo tudi med razgradnjo jedrske elektrarne. Ocenjena količina odpadkov iz razgradnje za tlačnovodni reaktor 1.000 MW_e znaša približno 10.400 m³, količina odpadkov iz razgradnje tlačnovodnega reaktorja moči 1.600 MW_e pa približno 13.500 m³.

Tipičen jedrski reaktor z močjo 1.000 MW_e proizvede letno okoli 20 m³ obsevanega jedrskega goriva. Ta se v svetu vse pogostejše uporablja za pripravo recikliranega jedrskega goriva, s tem pa obsevano jedrsko gorivo pridobiva status strateške surovine. Hkrati se načini in tehnologije odlaganja obsevanega jedrskega goriva in/ali odpadkov v primeru uporabe recikliranega goriva intenzivno razvijajo. V izgradnji je odlagališče visoko radioaktivnih odpadkov na Finskem, podobna odlagališča načrtujejo tudi drugod po svetu. Potrebno pa je dodati, da se pri nas in tudi marsikje drugje že uporabljeno jedrsko gorivo smatra kot strateško surovino, ki se bo v prihodnosti lahko tudi recikliralo.

Uporaba recikliranega goriva v obliki mešanega oksida (MOX) v jedrskem reaktorju se uveljavlja kot eden pomembnih načinov za zmanjšanje količin nastalih visoko radioaktivnih odpadkov (obsevano gorivo) in za katere je potrebno zagotoviti trajno odlaganje.

5.5 IONIZIRAJOČE SEVANJE

V predinvesticijski zasnovi se je z vidika jedrskih tehnologij obravnava osredotočila na tlačnovodne reaktorje (PWR), pri katerih ločitev primarnega in sekundarnega kroga elektrarne pomeni prednost zaradi manjše možnosti za morebitne izpuste radioaktivnih snovi v okolje. Predvidena izpostavljenost prebivalstva v okolici načrtovane JEK 2 bo primerljiva z rezultati meritev radioaktivnosti za obstoječo NEK. Radioaktivni elementi v vzorcih, ki so značilni za izpuste iz NEK, so v večini primerov pod spodnjo mejo detekcije. Navajamo nekaj značilnih vrednosti, ki ponazarjajo stanje na področju varstva pred ionizirajočimi sevanji.

- V letu 2018 je med normalnim obratovanjem NEK (kakršno je od pričetka obratovanja elektrarne) znašala ocenjena skupna vrednost za letno prejeto efektivno dozo posameznika iz okolice NEK manj kot 0,12 µSv na leto, kar pomeni 0,24 % predpisane mejne vrednosti 50 µSv letno, oziroma

0,005 % efektivne doze, ki jo povprečno prejme prebivalec Slovenije zaradi sevanja naravnega ozadja [Vir: Poročilo o varstvu pred ionizirajočimi sevanji in jedrski varnosti v Republiki Sloveniji leta 2018].

- Atmosferski in tekočinski izpusti iz NEK so povsem primerljivi s tistimi iz podobnih jedrskih elektrarn v Evropi.
- Ocenjena doza sevanja je zanemarljiva v primerjavi z avtoriziranimi mejnima dozama, ki veljata za prebivalstvo v okolici NEK in znašata 50 μSv na leto (celotna letna efektivna doza prispevkov na posameznika) na razdalji 500 m in več od osi reaktorja ter 200 μSv na leto (letna efektivna doza zunanjega sevanja) na ograji NEK [odločba Uprave RS za jedrsko varnost].
- Ocenjena doza sevanja je zanemarljiva v primerjavi z letno omejitvijo doze za prebivalstvo, ki za vse industrijske vire skupaj znaša 1 mSv (1000 μSv) na leto [skladno z ZVISJV-1, 35. člen, 5. odstavek].
- Ocenjena vrednost sevalnih vplivov (letne efektivne doze) NEK na prebivalstvo ob ograji NEK je v letu 2018 približno 0,0051 % značilnega neizogibnega naravnega ozadja [Vir: Nadzor radioaktivnosti v okolici Nuklearne elektrarne Krško, poročilo za leto 2018].

Radiološka zaščita ali varstvo pred ionizirajočimi sevanji v jedrskih elektrarnah temelji na sistemu varnostnih standardov za zaščito zdravja delavcev in prebivalstva, ki so na osnovi priporočil Mednarodne komisije za radiološko zaščito ICRP (International Commission on Radiological Protection) sestavni del vseh mednarodnih varnostnih standardov, ki jih pripravlja Mednarodna agencija za atomsko energijo ali pa jih izdaja Evropska Unija v obliki direktiv za svoje članice. V Sloveniji to področje ureja Zakon o varstvu pred ionizirajočimi sevanji in jedrski varnosti (ZVISJV-1).

Eden od najpomembnejših pogojev pri izbiri tehnologije načrtovane JEK 2 je izpolnjevanje zahtev EUR (European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants), ki so podane v spodnji tabeli (**Tabela 5.5-1**).

Tabela 5.5-1: Varnostni in okoljski kriteriji za radioaktivne izpuste jedrskih elektrarn po pogojih EUR

Letni izpusti *	Pogoji
tekoči izpusti (razen tritija H-3)	10 GBq
izpusti snovi v plinastem stanju	
• žlahtni plini	50 GBq
• halogeni & aerosoli	1 GBq

* Pogoji veljajo tako za normalno obratovanje kot v primeru nezgod. Tipske vrednosti se nanašajo za jedrsko enoto moči 1.500 MW_e. Za manjše ali večje enote so vrednosti ekstrapolirane.

Prav tako je pomembno doseganje varnostnih ciljev Združenja evropskih jedrskih upravnih organov WENRA (Western European Nuclear Regulators Association) in upoštevanje principa ALARA (As Low As Reasonably Achievable). Navedeni princip, tako kot drugi zahtevani sodobni varstveni in varnostni ukrepi ter priporočila v zvezi z varstvom/zaščito pred radioaktivnim sevanjem, zagotavlja, da bo v največji možni meri izključena izpostavljenost radioaktivnemu sevanju.


V vseh vrstah reaktorjev obstajajo varnostni sistemi, ki preprečujejo nastanek najhujših izrednih dogodkov. V naprednih tipih jedrskih reaktorjev generacije III/III+ so možnosti za pojav nezgodnih izpustov tako zelo zmanjšane, da lahko govorimo o verjetnostih, ki so blizu nič. Verjetnost za pojav nezgodnega izpusta pri jedrski elektrarni je bistveno manjša od verjetnosti za pojav nesreč v drugih industrijskih vejah. Če bi do izpusta radioaktivnih snovi kljub temu prišlo, obstaja državni načrt ukrepov za primer jedrske nesreče, ki zagotavlja ustrezen odziv vseh pristojnih organov in izvedbo ukrepov, s katerimi se preprečijo škodljivi učinki na zdravje prebivalcev.

V vseh obratovalnih stanjih elektrarne je treba zagotavljati:

- nadzor reaktivnosti sredice reaktorja,
- stalen odvod toplotne energije iz reaktorja,
- celovitost pregrad, ki preprečujejo sproščanje radioaktivnih snovi.

Ocenjena je letna izpostavitve prebivalstva v okolici predvidene JEK 2 (skupaj vsi radioaktivni izpusti in sevanje), ki bo predvidoma manjša od 0,001 mSv ($< 1 \mu\text{Sv}$), kar predstavlja manj kot 0,05 % letne doze kot posledice sevanja naravnih in umetnih virov. Ta doza je več kot 100-krat nižja kot upravno določena meja (1 mSv/leto).

Dejanski vplivi na okolje so majhni, obratovanje jedrskih elektrarn s sodobnimi organizacijskimi pristopi in opremo pa je varno. Varno obratovanje je najpomembnejša prednostna naloga tudi za bodočo JEK 2. Že od samega začetka načrtovanja in izgradnje JEK 2 bo potrebno vsak vidik delovanja elektrarne obravnavati kar najbolj odgovorno in strokovno z namenom zagotavljanja največje možne varnosti v vseh življenjskih obdobjih.

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 6. ANALIZA ZAPOSLENIH	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A	
Izdelal:		/		/		Vrsta projekta: PIZ	
						Stran/strani: 1/4	
Datum izdelave: 15.11.2019		Merilo: /		Identifikac. oznaka: J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 6		Spr.:	

KAZALO VSEBINE

6	ANALIZA ZAPOSLENIH PO POSAMEZNIH VARIANTAH TER VPLIV NA ZAPOSLOVANJE Z VIDIKA EKONOMSKE IN SOCIALNE STRUKTURE DRUŽBE.....	3
6.1	ANALIZA ZAPOSLENIH PO VARIANTAH INVESTICIJE.....	3
6.2	VPLIV NA ZAPOSLOVANJE V REGIJI.....	3
6.3	MAKROEKONOMSKI UČINKI ZAPOSLOVANJA	4

6 ANALIZA ZAPOSLENIH PO POSAMEZNIH VARIANTAH TER VPLIV NA ZAPOSLOVANJE Z VIDIKA EKONOMSKE IN SOCIALNE STRUKTURE DRUŽBE

6.1 ANALIZA ZAPOSLENIH PO VARIANTAH INVESTICIJE

Na podlagi objavljenih podatkov za nekatere jedrske elektrarne o predvidenem številu osebja za obratovanje in vzdrževanje in izkušnjah naročnika v obstoječi jedrski elektrarni v Krškem, ter aktualnih informacij naročnika od današnjih proizvajalcev jedrskih reaktorjev, je predvidena številčna zasedba po posameznem jedrskem reaktorju naslednja:

- | | | |
|--------------|-------------|----------------|
| • Varianta 1 | 1 x 1100 MW | 350 zaposlenih |
| • Varianta 2 | 1 x 1600 MW | 450 zaposlenih |
| • Varianta 3 | 2 x 1100 MW | 450 zaposlenih |

Navedeno število zaposlenih velja za obdobje obratovanja nove JE Krško. V času priprav na investicijo in v času gradnje pa bo investitor postopoma povečeval število zaposlenih. V času izvajanja investicije je predvideno precejšnje število posameznih aktivnosti. Vendar, ker vse aktivnosti ne potekajo istočasno, se ocenjuje, da bi vse aktivnosti lahko pokrili s 180 zaposlenimi. Tako steber zaposlitve predstavlja najmanj 180 zaposlenih z visoko izobrazbo pri vsaki predvideni varianti. Stroški dela v času priprav na investicijo in v času gradnje bremenijo investicijske stroške in so zajeti v poziciji ostalo. V času obratovanja pa so stroški dela zajeti med obratovalnimi stroški.

6.2 VPLIV NA ZAPOSLOVANJE V REGIJI

Spodnje posavska regija obsega občine Brežice, Kostanjevica na Krki, Krško in Sevnica. Po stanju leta 2019 je imela regija 70.067 prebivalcev od tega je bilo delovno aktivnih 32.979 prebivalcev. Povečanje delovnih mest za 300 do 500 pomeni povečanje za 0,91 % do 1,5 % v primerjavi s sedanjim delovno aktivnim prebivalstvom.


Predvidena gradnja pomeni priložnost za regijo z vidika odpiranja novih delovnih mest in dolgoročne zaposlitvene stabilnosti.

Predvidena gradnja bo imela dolgoročne učinke na razvoj izobraževalnih kapacitet v regiji. Pomeni vzpodbudo razvoju srednje in visokošolskega izobraževanja in povezovanja znanja elektroenergetike in šolstva.

Glede na število ljudi, ki bi se naj zaposlili so prav gotovo bolj zanimivi jedrski agregati z večjim številom planiranih zaposlitev, vendar to ni edino in najbolj ključno merilo za izbiranje in odločanje o gradnji.

6.3 MAKROEKONOMSKI UČINKI ZAPOSLOVANJA

Makroekonomski učinki zaposlovanja so predstavljeni v poglavju 9.4 – Makroekonomski učinki izgradnje JEK 2, kjer je prikazan celoten vpliv izgradnje JEK 2 na narodno gospodarstvo Republike Slovenije.

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 7. OKVIRNI ČASOVNI NAČRT INVESTICIJE	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A Vrsta projekta: PIZ	
Izdelal:		/		/		Klasifikac. oznaka: - - Stran/strani: 1/10	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		Identifikac. oznaka: J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 7 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

7	OKVIRNI ČASOVNI NAČRT IZVEDBE INVESTICIJE Z DINAMIKO INVESTIRANJA	3
7.1	ČASOVNI NAČRT IZVEDBE PROJEKTA JEK 2 PO POSAMEZNIH VARIANTAH.....	3
7.2	DINAMIKA INVESTIRANJA PO VARIANTAH	5
7.3	VIRI.....	10

7 OKVIRNI ČASOVNI NAČRT IZVEDBE INVESTICIJE Z DINAMIKO INVESTIRANJA

7.1 ČASOVNI NAČRT IZVEDBE PROJEKTA JEK 2 PO POSAMEZNIH VARIANTAH

Čas pridobivanja dovoljenj in gradnje je ključnega pomena pri izvedbi jedrskih projektov. V skladu s trenutno veljavno zakonodajo bi bil predvideni časovni načrt od strateške odločitve do komercialnega obratovanja okoli 15 let, če bi upoštevali zakonsko določene roke. Na podlagi interne analize [1], ki jo je naredil GEN pa bi se ta časovni načrt lahko pomembno skrajšal na okoli 10 let. To je možno izvesti z optimizacijo/spremembo trenutne zakonodaje, kot npr. sočasno izvajanje različnih postopkov, z uvedbo optimizacije načina umeščanja po PCI (Projects of Common Interest) uredbi [2] in razširitev le-te na vse infrastrukturne projekte ali pa s sprejemom posebnega zakona, ki bi to omogočal. Pomen posebnega zakona je tudi v večji integriranosti vseh deležnikov v procesu pridobivanja dovoljenj, njihovi optimizaciji in poenotenju ciljev za lažje in učinkovito pridobivanje dovoljenj. Uredba PCI temelji predvsem na zmanjšanju časa potrebnega za pridobivanje vseh potrebnih dovoljenj na do 5 let ob upoštevanju vse obstoječe EU zakonodaje. Pri tem je potrebno poudariti, da časovna optimizacija ne bi pomenila izogibanja pridobivanju potrebnih dovoljenj skladno s trenutno veljavno zakonodajo. Pomembno je tudi dejstvo, da je Slovenija država z razvito celotno jedrsko infrastrukturo ter da je GEN energija že izvedla vrsto predhodnih aktivnosti, ki omogočajo takojšen pričetek umeščanja v prostor ter tudi hitrejše potekanje nadaljnjih aktivnosti. V svetu je nekaj tovrstnih uspešnih projektov, kjer je bil potreben čas od začetka umeščanja v prostor do začetka gradnje bistveno skrajšan. GEN energija tudi ne načrtuje postavitve t.i. »First of a Kind« (FOAK) reaktorja, ampak preverjene tehnologije z obstoječimi referencami (obratujoče elektrarne in elektrarne v gradnji). Večina potencialnih reaktorjev za JEK 2, je tudi že ocenjenih ali so v fazi ocenjevanja EUR organizacije (European Utility Requirement), kar bi tudi pomembno pripomoglo k kvalitetnejšemu in hitrejšemu pridobivanju dovoljenj. V Sloveniji imamo jedrsko zakonodajo, ki bazira predvsem na obratujoči jedrski elektrarni NEK, slabše pa je pokrito področje projektiranja in izgradnje novih elektrarn. S tem namenom bi bilo smiselno te standarde, predpise in pravilnike privzeti od države dobaviteljice. Vsi ti dodatni ukrepi lahko pomembno zmanjšajo tveganje v povezavi s sprejemljivostjo tehnologije ter posledično krajšo časovnico umeščanja in izgradnje objekta. Krajša časovnica je izrednega pomena, saj lahko bistveno doprinese k še večjim pozitivnim ekonomskim učinkom in posledično nižjim cenam električne energije, ki bi še bolj povečalo konkurenčnost slovenskega gospodarstva in zmanjšalo energetske revščine prebivalcev. Vse to so razlogi, ki bi morali biti tudi zadostna motivacija pri snovalcih zakonodaje v prid časovne optimizacije pridobivanja upravnih dovoljenj.

V tej fazi načrtovanja investicije je časovni načrt celotne izgradnje investicije razdeljen na dve obdobji. Prvo obdobje obsega čas priprave na investicijo in naj bi trajalo okoli 5 let. V tem obdobju bodo potekale naslednje aktivnosti:

- pridobitev energetskega dovoljenja,
- postopek priprave DPN (državnega prostorskega načrta),
- priprava strokovnih podlag (študije in raziskave),
- organizacijske priprave na investicijo,
- projektna in investicijska dokumentacija,
- zagotovitev finančnih virov,

- pridobivanje zemljišč,
- razpisi in izbor izvajalcev del in dobaviteljev opreme,
- podpis pogodbe,
- naročilo ključnih komponent in
- priprava gradbišča.

Drugo obdobje obsega čas same izgradnje elektrarne, od prvega betona dalje, ki je ocenjeno na 5 let pri variantah 1 in 2. Pri varianti 3 je obdobje gradnje podaljšano na 7 let.

Trajanje priprav na investicijo in fizična izgradnja so po posameznih variantah razvidni iz spodnje tabele (**Tabela 7.1-1**).

Tabela 7.1-1: Časovni načrt po variantah

	Trajanje let		Obdobje	
	Priprave na investicijo	Izgradnja	Priprave na investicijo	Izgradnja
Varianta 1	5	5	2020-2024	2025-2029
Varianta 2	5	5	2020-2024	2025-2029
Varianta 3	5	7	2020-2024	2025-2031

7.2 DINAMIKA INVESTIRANJA PO VARIANTAH

Dinamika vlaganj po variantah je ocenjena na osnovi časovnega načrta, ki predvideva, da v obdobju 2020 - 2024 potekajo priprave na investicijo. Sama fizična izgradnja pa traja 5 let. Pri variantah 1 in 2 izgradnja poteka v letih 2025 - 2029. Pri varianti 3, ki obsega izgradnjo dveh 1.100 MW blokov pa se drugi blok prične graditi z zamikom dveh let. Tako pri varianti 3 izgradnja poteka v letih 2025 - 2031.

Dinamika vlaganj po posameznih vrstah investicijskih vlaganj je bila določena na osnovi trajanja posamezne aktivnosti s tem, da je bila znotraj trajanja posamezne aktivnosti uporabljena približno oblika normalne distribucije. Normalna distribucija, je bila korigirana tako, da čim manj odstopa od dejansko pričakovane dinamike vlaganj. Prednost takšnega načina prikazovanja dinamike vlaganj je, da lahko čim bolj realno predstavi vplive zamikov gradnje na investicijske stroške in na rezultate uspešnosti investicije.

Dinamika vlaganj po posameznih variantah za investicijo po stalnih cenah je prikazana v spodnjih tabelah (**Tabela 7.2-1**, **Tabela 7.2-2**, **Tabela 7.2-3**). Na slikah (**Slika 7.2-1**, **Slika 7.2-2**, **Slika 7.2-3**) je grafično prikazana dinamika vlaganj po posameznih vrstah investicijskih stroškov.

Pri variantah 1 in 2 je največja intenzivnost vlaganj predvidena v letih 2026 do 2028 in nekoliko manjša v letu 2029. Pri varianti 3 pa je, zaradi gradnje dveh blokov z dvoletnim zamikom, največja intenzivnost vlaganj predvidena v letih 2026 do 2030. Dinamika vlaganj je pri vseh variantah za eno leto daljša kot je dinamika gradnje, saj se v letu 2030 (oziroma v letu 2032 pri varianti 3), ko elektrarna že začne obratovati, zaradi različnih garancij poplača del investicije v tem letu.

Iz prikazanih slik je razvidno, da imata varianti 1 in 2 zelo podobno dinamiko gradnje. Razlika pri teh dveh variantah nastaja le pri višini sredstev v posameznem letu. Med tem, ko pa je dinamika izražena v odstotkih pri obeh variantah skoraj enaka. Varianta 3 ima specifično dinamiko vlaganj zaradi gradnje dveh blokov.

Zahteve po zagotovitvi finančnih sredstev so v letih izgradnje visoke. Pri varianti 1 je v letih najbolj intenzivnih vlaganj potrebno zagotoviti preko 1 milijarde EUR, pri varianti 2 pa preko 1,5 milijarde EUR. Varianta 3 je finančno najbolj zahtevna saj bo potrebno v letih od 2027 do 2029, ko so vlaganja najbolj intenzivna, zagotoviti preko 1,5 milijarde EUR.

Tabela 7.2-1: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 1, v 000 EUR

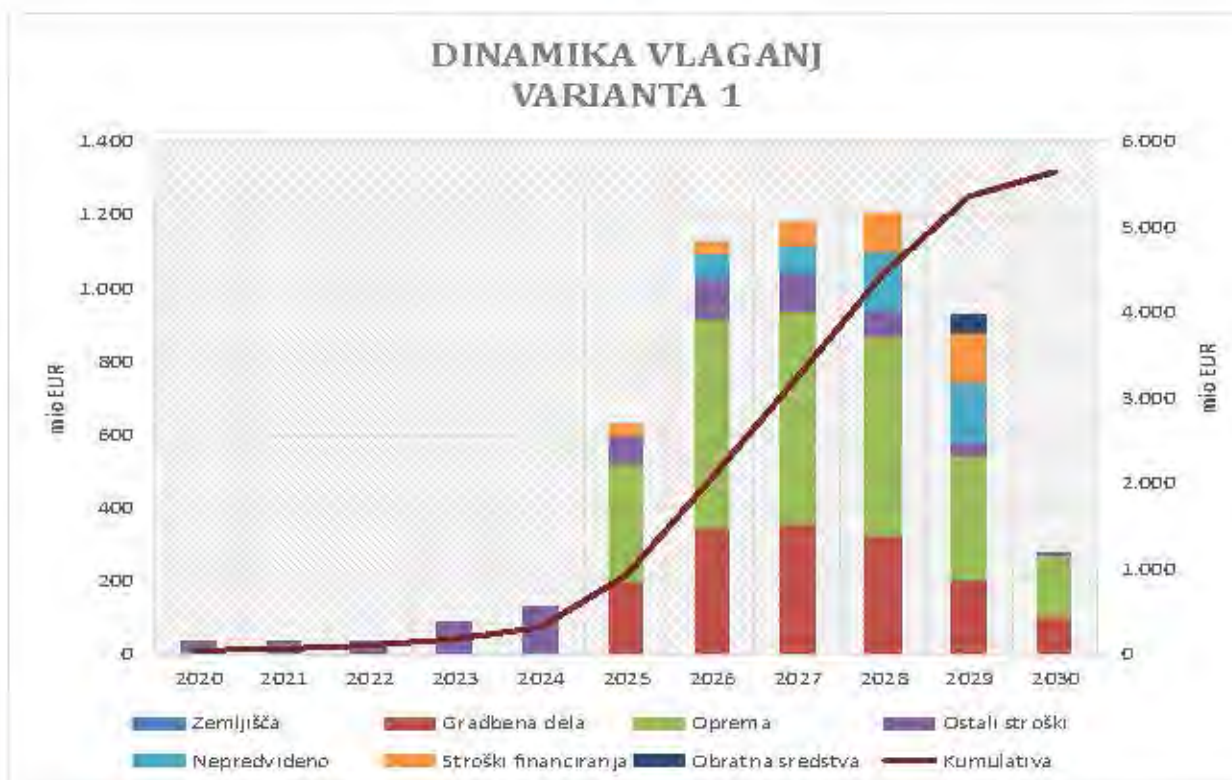
Leto	Zemljišča	Gradbena dela	Oprema	Ostali stroški	Nepredvide no	Stroški financiranja	Obratna sredstva	SKUPAJ	Dinamika v %
2020	0	0	0	31.601	0	0	0	31.601	0,6%
2021	0	0	0	31.601	0	0	0	31.601	0,6%
2022	0	0	0	31.601	0	0	0	31.601	0,6%
2023	4.757	0	0	81.632	0	0	0	86.389	1,5%
2024	8.173	0	0	117.569	0	0	0	125.743	2,2%
2025	0	197.034	328.390	69.307	0	33.147	0	627.877	11,1%
2026	0	344.154	573.589	105.334	69.300	31.291	0	1.123.668	19,9%
2027	0	351.975	586.626	105.334	69.300	64.337	0	1.177.571	20,9%
2028	0	325.903	543.172	72.070	161.700	100.073	0	1.202.918	21,3%
2029	0	203.689	339.482	38.807	161.700	134.740	45.706	924.125	16,4%
2030	0	101.845	169.741	5.544	0	0	0	277.130	4,9%
Skupaj	12.930	1.524.600	2.541.000	690.400	462.000	363.588	45.706	5.640.223	100,0%

Tabela 7.2-2: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 2, v 000 EUR

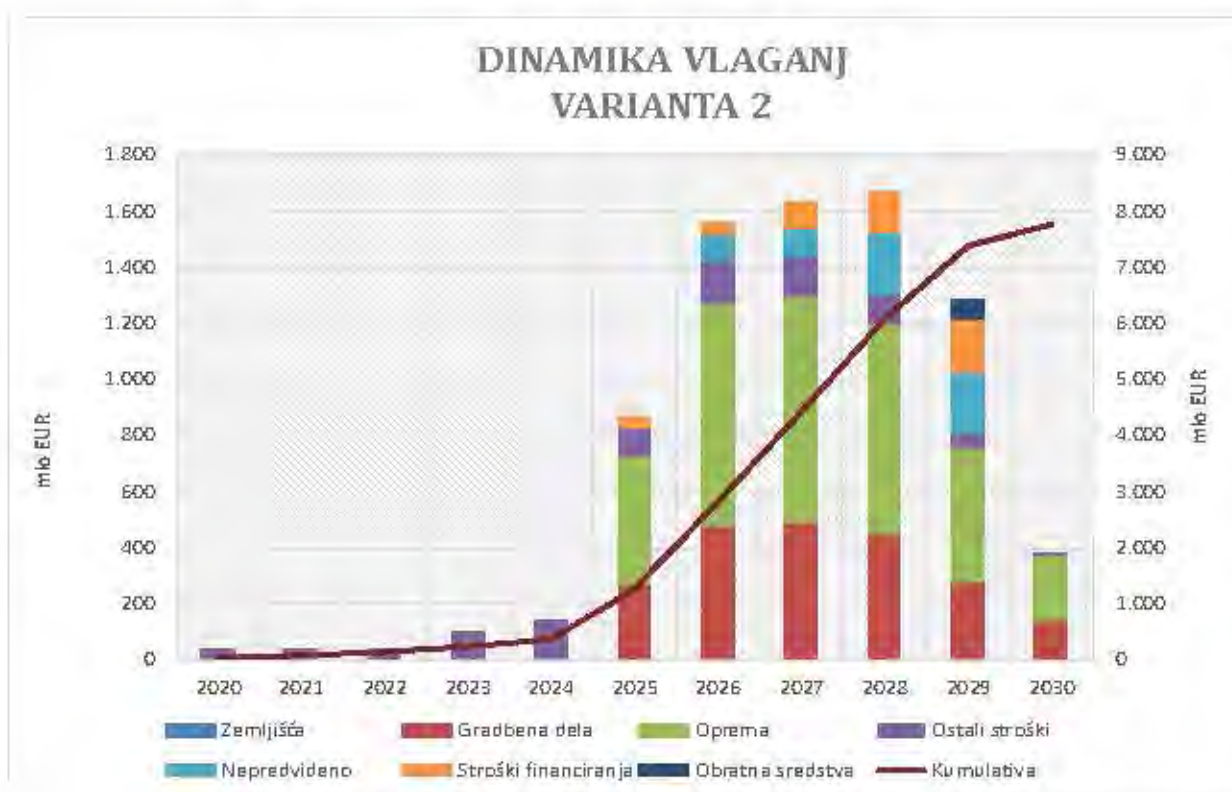
Leto	Zemljišča	Gradbena dela	Oprema	Ostali stroški	Nepredvide no	Stroški financiranja	Obratna sredstva	SKUPAJ	Dinamika v %
2020	0	0	0	43.776	0	0	0	43.776	0,6%
2021	0	0	0	43.776	0	0	0	43.776	0,6%
2022	0	0	0	43.776	0	0	0	43.776	0,6%
2023	6.000	0	0	93.808	0	0	0	99.808	1,3%
2024	10.311	0	0	129.744	0	0	0	140.055	1,8%
2025	0	272.947	454.912	96.009	0	45.895	0	869.763	11,2%
2026	0	476.750	794.583	145.917	96.000	43.482	0	1.556.732	20,1%
2027	0	487.585	812.641	145.917	96.000	89.466	0	1.631.610	21,0%
2028	0	451.467	752.446	99.838	224.000	139.189	0	1.666.940	21,5%
2029	0	282.167	470.279	53.759	224.000	186.730	66.357	1.283.292	16,5%
2030	0	141.084	235.139	7.680	0	0	0	383.903	4,9%
Skupaj	16.311	2.112.000	3.520.000	904.000	640.000	504.762	66.357	7.763.430	100,0%

Tabela 7.2-3: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 3, v 000 EUR

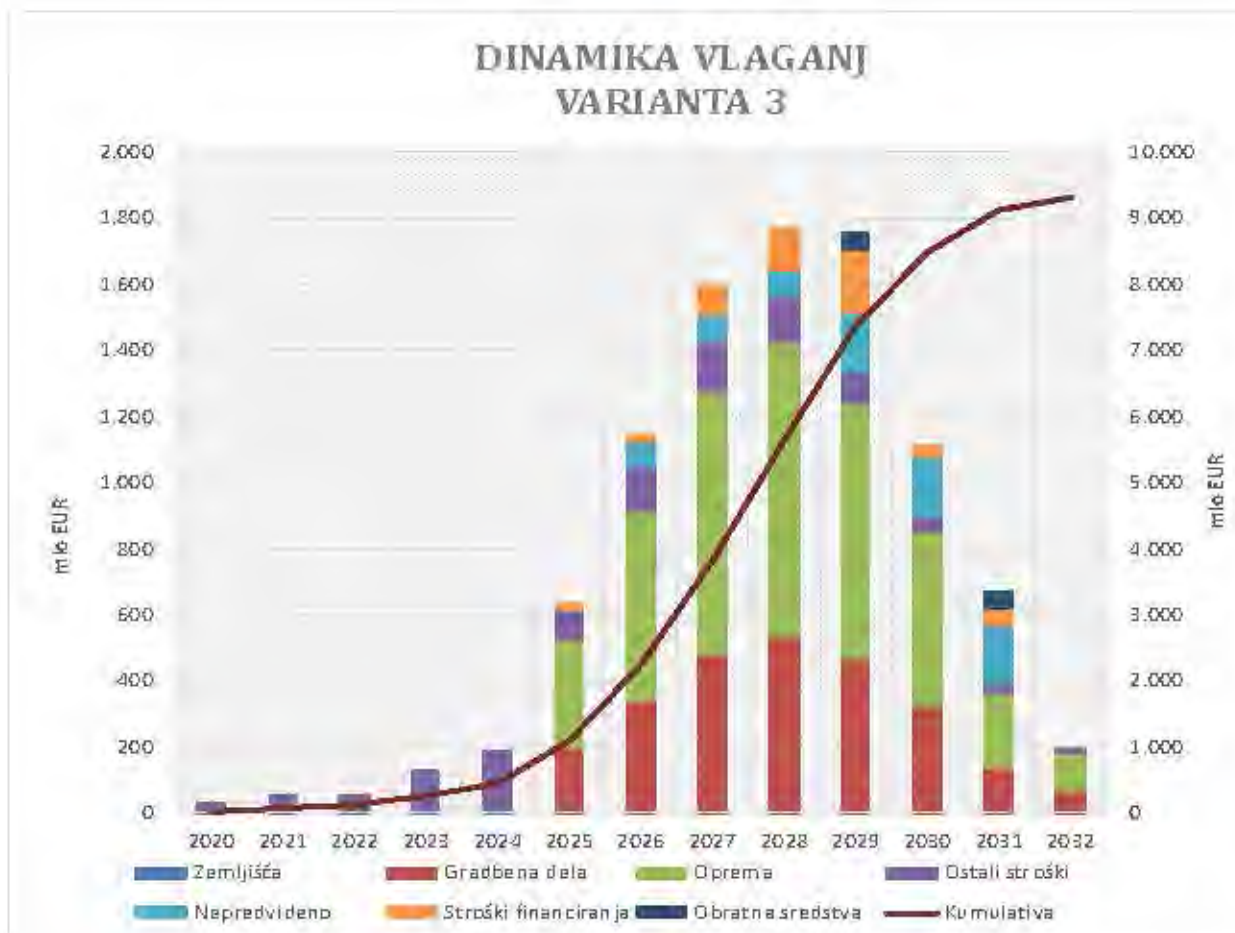
Leto	Zemljišča	Gradbena dela	Oprema	Ostali stroški	Nepredvide no	Stroški financiranja	Obratna sredstva	SKUPAJ	Dinamika v %
2020	0	0	0	28.358	0	0	0	28.358	0,3%
2021	0	0	0	51.559	0	0	0	51.559	0,6%
2022	0	0	0	51.559	0	0	0	51.559	0,6%
2023	6.972	0	0	124.116	0	0	0	131.088	1,4%
2024	11.979	0	0	176.232	0	0	0	188.212	2,0%
2025	0	197.034	328.390	85.395	0	26.303	0	637.121	6,8%
2026	0	344.154	573.589	132.382	77.000	22.315	0	1.149.440	12,3%
2027	0	478.117	796.861	154.336	77.000	86.747	0	1.593.062	17,1%
2028	0	534.481	890.802	138.374	77.000	127.730	0	1.768.387	19,0%
2029	0	464.412	774.020	96.952	179.667	191.793	45.896	1.752.739	18,8%
2030	0	319.113	531.856	45.404	179.667	35.784	0	1.111.824	11,9%
2031	0	135.793	226.322	27.322	179.667	46.767	51.670	667.540	7,2%
2032	0	67.896	113.161	9.240	0	0	0	190.297	2,0%
Skupaj	18.951	2.541.000	4.235.000	1.121.230	770.000	537.438	97.566	9.321.185	100,0%



Slika 7.2-1: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 1




Slika 7.2-2: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 2



Slika 7.2-3: Dinamika vlaganj po stalnih cenah za varianto 3

7.3 VIRI

- [1] Terminski plan umeščanja JEK 2 v prostor, GEN energija, Tehnično poročilo, TP-042, Revizija 1, 2013
- [2] Uredba (EU) št. 347/2013 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 17. aprila 2013

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 8. OKVIRNA FINANČNA KONSTRUKCIJA POSAMEZNIH VARIANT	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/			
Izvajalec svetovanja:				Številka projekta:		JEK2-B003/014A	
Izdelal:				Klasifikac. oznaka:		-	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 8	

KAZALO VSEBINE

8	OKVIRNA FINANČNA KONSTRUKCIJA POSAMEZNIH VARIANT Z ANALIZO SMISELNOSTI VKLJUČITVE JAVNO-ZASEBNEGA PARTNERSTVA	3
8.1	FINANČNA KONSTRUKCIJA	3
8.1.1	<i>Osnovne predpostavke</i>	3
8.1.2	<i>Posojila in posojilni pogoji</i>	3
8.1.3	<i>Dolžniški vrednostni papirji - obveznice</i>	5
8.2	VIRI FINANCIRANJA PO STALNIH CENAH	5
8.2.1	<i>Izračun stroškov financiranja v času gradnje po stalnih cenah</i>	8
8.3	VIRI FINANCIRANJA PO TEKOČIH CENAH	9
8.3.1	<i>Izračun stroškov financiranja v času gradnje po tekočih cenah</i>	11
8.4	NAČRT ODPLAČILA POSOJIL	11
8.5	IZRAČUN DISKONTNE STOPNJE	16
8.6	ANALIZA SMISELNOSTI VKLJUČITVE JAVNO-ZASEBNEGA PARTNERSTVA	16
8.7	VIRI	17

8 OKVIRNA FINANČNA KONSTRUKCIJA POSAMEZNIH VARIANT Z ANALIZO SMISELNOSTI VKLJUČITVE JAVNO-ZASEBNEGA PARTNERSTVA

8.1 FINANČNA KONSTRUKCIJA

8.1.1 Osnovne predpostavke

Viri financiranja investicije so za vse tri variante določeni ob enakih predpostavkah. Investicija se bo predvidoma financirala na naslednji način:

- 35 % s kapitalskimi sredstvi,
- 65 % z dolžniškimi sredstvi, od tega:
 - 35 % z dolgoročnimi posojili,
 - 30 % z dolžniškimi vrednostnimi papirji - obveznicami.

Kapitalska sredstva obsegajo lastna sredstva investitorja ali pa sredstva potencialnih sovlagateljev. Dinamika financiranja investicije je pogojena oziroma določena z dinamiko investicijskih vlaganj prikazano v poglavju 7 te predinvesticijske zasnove.

Finančna konstrukcija je izdelana za investicijsko vrednost brez DDV. Zato se mora investitor zavedati, da bo moral poleg finančnih sredstev prikazanih v tem poglavju predinvesticijske zasnove zagotoviti še dodatna likvidna sredstva za plačilo DDV. Skupna višina DDV po posameznih variantah znaša po stalnih cenah:

- Varianta 1 1.161 milijonov EUR,
- Varianta 2 1.597 milijona EUR,
- Varianta 3 1.932 milijona EUR.

8.1.2 Posojila in posojilni pogoji

Najem dolgoročnih posojil je pri vseh variantah predviden v letu 2025. Pri vsaki varianti je predvideno najetje dveh posojil. Pri varianti 3 je predvideno, da se najem drugega posojila izvede z dvoletnim zamikom. Obe posojili skupaj predstavljata 35 % investicijske vrednosti. Pri amortizacijskih načrtih odplačil dolgoročnih posojil, ki so v nadaljevanju tega poglavja predstavljeni po posameznih variantah, je uporabljen obročni način odplačevanja dolgoročnega posojila. Tako je delež glavnice v odplačilu kredita skozi celotno odplačilno obdobje enak, medtem ko delež obresti v odplačilu dolgoročnega posojila pada.

Posojilni pogoji za posamezno posojilo so razvidni iz spodnje tabele (**Tabela 8.1-1**).

Tabela 8.1-1: Posojilni pogoji

	Posojilo 1	Posojilo 2	Enota
Obrestna mera	6,00%	3,40%	%
Odplačilna doba	20	20	let
Moratorij	1	2	let
Način odplačevanja	Obroki	Obroki	
Obrokov letno	2	1	
Prvo leto najetja posojila	2025	2025 (2027 ¹)	
Prvo leto odplačila posojila	2030	2030 (2032 ²)	
Strošek odobritve posojila	0,50%	0,50%	%
Strošek rezervacije sredstev in upravljavska provizija	0,50%	0,50%	%
Garancija - odobritev	0,40%	0,40%	%
Garancija - letna provizija	0,60%	0,60%	%

Glede na trenutne razmere na finančnih trgih so obrestne mere za posojila predvidene konzervativno visoko. Zavedati se namreč moramo, da se bodo posojila najemala v letu 2025 oziroma 2027, ko bodo razmere na finančnih trgih morda drugačne od sedanjih.

Stroški financiranja v času gradnje so:

- stroški obresti v obdobju črpanja posojila (interkalarni obresti),
- stroški odobritve posojila,
- stroški rezervacije sredstev in upravljavski proviziji,
- stroški odobritve bančne/državne garancije za najeti posojili.

Interkalarni obresti so obresti, ki se plačujejo na letni osnovi na vrednost že črpanega posojila. Skozi obdobje črpanja posojila strošek interkalarnih obresti narašča. Obrestna mera za izračun interkalarnih obresti je enaka obrestni meri posojila.

Stroški odobritve posojila predstavljajo stroške provizij, ki jih posojilodajalec zaračuna pri odobritvi posojila. Plačajo se v enkratnem znesku v prvem letu črpanja posojila. Njihova višina je odvisna od višine odobrenega posojila ter višine zaračunanih provizij. V izračunu je upoštevana 0,50 % provizija za odobritev dolgoročnega posojila.

Stroški rezervacije sredstev predstavljajo stroški, ki jih ima posojilodajalec v zvezi s predmetnim še nečrpanim delom posojila, in se zaračunajo na vrednost nečrpanega dela posojila. Pri izračunu stroškov rezervacije sredstev smo upoštevali 0,50 % provizijo.

Stroški odobritve bančne/državne garancije predstavljajo stroške zavarovanja odplačil najetega posojila. Stroški najetja garancije znašajo 0,40 % od vrednosti posojila. V času obratovanja pa je najemnik posojila dolžan plačevati še provizijo v višini 0,60 % od stanja neodplačanega posojila. Vendar ti stroški že bremenijo stroške obratovanja.

¹ Varianta 3.

² Varianta 3.

8.1.3 Dolžniški vrednostni papirji - obveznice

Dinamika financiranja predpostavlja tri izdaje obveznic pri vseh variantah v letih 2027, 2028 in 2029, z rokom dospelosti 20 let kasneje. Za izpolnitev obveznosti iz obveznic jamči izdajatelj oz. investitor z vsem svojim premoženjem. Izdajatelj nima pravice do predčasnega odkupa obveznic. Glavnica obveznic se izplača v enkratnem znesku ob dospelosti obveznic, obresti pa se plačujejo letno. Amortizacijski načrt obveznic po posameznih variantah je predstavljen v nadaljevanju tega poglavja.

Pogoji za vse tri izdaje obveznic so:

• vrsta obveznice:	kuponska
• tip obveznice:	imenska
• oblika obveznice:	nematerializirana
• skupna nominalna vrednost vseh treh izdaj:	30 % vrednosti investicijske vrednosti
• apoenška sestava:	10.000 EUR
• začetek obrestovanja:	2027, 2028, 2029
• rok dospelja obveznic:	2047, 2048, 2049
• obrestna mera:	3,40 % ³
• način izplačila obresti:	letno
• glavnica:	neindeksirana
• stroški izdaje:	0,60 % od vrednosti od posamezne izdaje

Stroški izdaje predstavljajo enkratni strošek v letu izdaje obveznic. Vključujejo stroške objav v medijih, stroške tiskanja in trženja, stroške Agencije za trg vrednostnih papirjev, Ljubljanske borze, Klirinško depotne družbe in druge stroške, povezane z izdajo obveznic. V izračunu je upoštevana 0,60 % provizija od zneska celotne izdaje obveznic.

8.2 VIRI FINANCIRANJA PO STALNIH CENAH

Viri financiranja investicije po stalnih cenah so za vse tri variante investicije prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 8.2-1**).

³ Bonitetna agencija Standard & Poor's (S&P) je v juniju 2019 zvišala bonitetno oceno Slovenije z A+ (pozitivni obeti) na AA- (stabilni obeti). S&P dvig bonitetne ocene utemeljuje z močno gospodarsko rastjo in rastjo stopnje zaposlenosti. Z vidika trenutno veljavne bonitetne ocene je obrestna mera za obveznice predpostavljena konzervativno visoko. Izdaje obveznic so predvidene za leta od 2027 do 2029, ko bodo razmere morda drugačne od sedanjih.

Tabela 8.2-1: Viri financiranja po stalnih cenah

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e		VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e		VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e	
	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>
1. Lastna sredstva	0	0%	0	0%	0	0%
2. Dokapitalizacija	1.980.311	35%	2.707.032	35%	3.322.940	35%
3. Posojila	1.968.303	35%	2.722.063	35%	3.228.368	35%
-posojilo 1	984.152	17%	1.361.031	17%	1.614.184	17%
-posojilo 2	984.152	17%	1.361.031	17%	1.614.184	17%
4. Obveznice	1.691.608	30%	2.334.335	30%	2.769.877	30%
S K U P A J	5.640.223	100%	7.763.430	100%	9.321.185	100%

Dinamika virov financiranja po stalnih cenah je prikazana v spodnjih tabelah (**Tabela 8.2-2**,

Tabela 8.2-3, Tabela 8.2-4). Pri vseh treh variantah je predvideno, da v obdobju priprav na investicijo, to je do vključno leta 2024, investitor investicijske stroške financira s kapitalskimi viri. Investitor v letu 2025 prične investicijo financirati tudi z dolgoročnimi posojili. S sredstvi izdaje obveznic pa financira investicijo v letih 2027 do 2029.

Tabela 8.2-2: Dinamika virov financiranja po stalnih cenah, varianta 1, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	31.601	0	0	31.601
2021	31.601	0	0	31.601
2022	31.601	0	0	31.601
2023	86.389	0	0	86.389
2024	125.743	0	0	125.743
2025	361.660	266.217	0	627.877
2026	634.691	488.977	0	1.123.668
2027	143.929	498.314	535.329	1.177.571
2028	178.922	493.663	530.333	1.202.918
2029	77.046	221.132	625.947	924.125
2030	277.130	0	0	277.130
Skupaj	1.980.311	1.968.303	1.691.608	5.640.223

Tabela 8.2-3: Dinamika virov financiranja po stalnih cenah, varianta 2, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	43.776	0	0	43.776
2021	43.776	0	0	43.776
2022	43.776	0	0	43.776
2023	99.808	0	0	99.808
2024	140.055	0	0	140.055
2025	499.014	370.749	0	869.763
2026	875.754	680.978	0	1.556.732
2027	193.716	693.980	743.913	1.631.610
2028	242.466	687.504	736.971	1.666.940
2029	140.989	288.852	853.451	1.283.292
2030	383.903	0	0	383.903
Skupaj	2.707.032	2.722.063	2.334.335	7.763.430

Tabela 8.2-4: Dinamika virov financiranja po stalnih cenah, varianta 3, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	28.358	0	0	28.358
2021	51.559	0	0	51.559
2022	51.559	0	0	51.559
2023	131.088	0	0	131.088
2024	188.212	0	0	188.212
2025	502.422	134.700	0	637.121
2026	900.882	248.557	0	1.149.440
2027	34.064	608.992	950.006	1.593.062
2028	70.348	663.306	1.034.733	1.768.387
2029	152.234	815.367	785.138	1.752.739
2030	914.080	197.743	0	1.111.824
2031	107.836	559.704	0	667.540
2032	190.297	0	0	190.297
Skupaj	3.322.940	3.228.368	2.769.877	9.321.185

8.2.1 Izračun stroškov financiranja v času gradnje po stalnih cenah

Stroški financiranja v času gradnje po stalnih cenah so prikazani v spodnji tabeli (

Tabela 8.2-5). Za posojila so ločeno prikazane interkalarne obresti in provizije. Pri obveznicah pa stroški financiranja obsegajo stroške izdaje obveznic in pripadajoče obresti za leta po izdaji obveznic v času gradnje. Ker v letih takoj po izdaji obveznic (do vključno leta 2029) nova elektrarna še ne obratuje, so obresti iz obveznic štete med stroške financiranja, ki povečujejo investicijsko vrednost.

Tabela 8.2-5: Stroški financiranja po stalnih cenah v času gradnje

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Višina posojila	1.968.303	2.722.063	3.228.368
Obveznice – skupna višina izdaj	1.691.608	2.334.335	2.769.877
Interkalarne obresti	235.293	327.234	308.560
Provizije posojila	41.891	57.738	76.309
Provizije in obresti za obveznice	86.403	119.790	152.569
SKUPAJ stroški financiranja	363.588	504.762	537.438

8.3 VIRI FINANCIRANJA PO TEKOČIH CENAH

Za investicijo so bile izračunane tudi predvidene podražitve v času gradnje. Zapiranje finančne konstrukcije se po Uredbi o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ (Uradi list RS št. 60/06, 54/10, 27/16) [1] izvaja z investicijskimi stroški po tekočih cenah. V izračunu je bila upoštevana načrtovana dinamika vlaganj in 1,50 % inflacija za vsa leta izgradnje. Izračunane podražitve so prikazane v spodnji tabeli (**Tabela 8.3-1**). Iz tabele tudi vidimo, da se investicija pri variantah 1 in 2 podraži za 8 %, pri varianti 3 pa za 11 % glede na stalne cene.

Tabela 8.3-1: Podražitve zaradi upošteevane inflacije v času gradnje

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Podražitve	448.214	617.568	1.002.810
Delež podražitvev	8%	8%	11%

Viri financiranja po tekočih cenah so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 8.3-2**). Finančna konstrukcija po tekočih cenah je bila narejena po enakih predpostavkah, kot za investicijo po stalnih cenah.

Tabela 8.3-2: Viri financiranja po tekočih cenah

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e		VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e		VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e	
	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>	<i>Skupaj</i>	<i>Delež</i>
1. Lastna sredstva	0	0%	0	0%	0	0%
2. Dokapitalizacija	2.136.753	35%	2.921.056	35%	3.676.981	35%
3. Posojila	2.125.219	35%	2.939.307	35%	3.577.548	35%
-posojilo 1	1.062.609	17%	1.469.653	17%	1.788.774	17%
-posojilo 2	1.062.609	17%	1.469.653	17%	1.788.774	17%
4. Obveznice	1.826.465	30%	2.520.635	30%	3.069.466	30%
S K U P A J	6.088.438	100%	8.380.998	100%	10.323.995	100%

Dinamika virov financiranja po tekočih cenah je prikazana v spodnjih tabelah (**Tabela 8.3-3**, **Tabela 8.3-4**,

Tabela 8.3-5). Pri vseh treh variantah je predvideno, da v obdobju priprav na investicijo, to je do vključno leta 2024, investitor investicijske stroške financira s kapitalskimi viri. Investitor v letu 2025 prične investicijo financirati tudi z dolgoročnimi posojili. S sredstvi izdaje obveznic pa financira investicijo v letih 2027 do 2029.

Tabela 8.3-3: Dinamika virov financiranja po tekočih cenah, varianta 1, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	31.837	0	0	31.837
2021	32.314	0	0	32.314
2022	32.799	0	0	32.799
2023	91.010	0	0	91.010
2024	134.456	0	0	134.456
2025	382.349	280.952	0	663.301
2026	677.615	522.061	0	1.199.676
2027	154.760	537.442	577.364	1.269.566
2028	193.886	539.389	579.456	1.312.731
2029	99.981	245.373	669.646	1.015.000
2030	305.746	0	0	305.746
Skupaj	2.136.753	2.125.219	1.826.465	6.088.438

Tabela 8.3-4: Dinamika virov financiranja po tekočih cenah, varianta 2, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	44.103	0	0	44.103
2021	44.765	0	0	44.765
2022	45.436	0	0	45.436
2023	105.147	0	0	105.147
2024	149.760	0	0	149.760
2025	527.566	391.270	0	918.836
2026	934.981	727.053	0	1.662.034
2027	208.273	748.473	802.327	1.759.073
2028	262.688	751.185	805.234	1.819.106
2029	174.793	321.326	913.075	1.409.194
2030	423.544	0	0	423.544
Skupaj	2.921.056	2.939.307	2.520.635	8.380.998

Tabela 8.3-5: Dinamika virov financiranja po tekočih cenah, varianta 3, v 000 EUR

Leto	Dokapitalizacija	Posojila	Obveznice	Skupaj
2020	28.569	0	0	28.569
2021	52.724	0	0	52.724
2022	53.514	0	0	53.514
2023	138.100	0	0	138.100
2024	201.254	0	0	201.254
2025	531.803	142.262	0	674.064
2026	963.004	265.635	0	1.228.639
2027	37.165	663.107	1.034.423	1.734.695
2028	75.944	733.939	1.144.919	1.954.802
2029	146.104	933.542	890.124	1.969.770
2030	1.051.786	227.845	0	1.279.631
2031	167.791	611.219	0	779.010
2032	229.223	0	0	229.223
Skupaj	3.676.981	3.577.548	3.069.466	10.323.995

8.3.1 Izračun stroškov financiranja v času gradnje po tekočih cenah

Stroški financiranja v času gradnje po tekočih so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 8.3-6**). Za posojila so ločeno prikazane interkalarne obresti in provizije. Pri obveznicah pa stroški financiranja obsegajo stroške izdaje obveznic in pripadajoče obresti za leta po izdaji obveznic v času gradnje. Ker v letih takoj po izdaji obveznic (do vključno leta 2029) nova elektrarna še ne obratuje, so obresti iz obveznic štete med stroške financiranja, ki povečujejo investicijsko vrednost.

Tabela 8.3-6: Stroški financiranja po tekočih cenah v času gradnje

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Višina posojila	2.125.219	2.939.307	3.577.548
Obveznice – skupna višina izdaj	1.826.465	2.520.635	3.069.466
Interkalarne obresti	252.243	350.809	337.618
Provizije posojila	45.423	62.616	84.926
Provizije in obresti za obveznice	93.476	129.601	167.655
SKUPAJ stroški financiranja	391.143	543.026	590.200

8.4 NAČRT ODPLAČILA POSOJIL

Za vsako varianto je bil za vsako posamično posojilo izdelan amortizacijski načrt odplačila. Prav tako je bil izdelan amortizacijski načrt odplačila obveznic. V tabelah in slikah v nadaljevanju te točke prikazujemo za

vsako posamezno varianto rekapitulacijo obveznosti do sposojenih sredstev. Rekapitulacija obveznosti predstavlja seštevke posameznih amortizacijskih načrtov.

Tabela 8.4-1: Rekapitulacija obveznosti iz naslova posojil in izdaje obveznic po tekočih cenah, varianta 1, v 000 EUR

<i>Leto</i>	<i>Obrok</i>	<i>Plačilo obresti</i>	<i>Plačilo glavnice</i>
2030	161.985	161.985	0
2031	214.319	161.188	53.130
2032	264.261	158.000	106.261
2033	259.267	153.006	106.261
2034	254.273	148.012	106.261
2035	249.278	143.018	106.261
2036	244.284	138.023	106.261
2037	239.290	133.029	106.261
2038	234.296	128.035	106.261
2039	229.301	123.040	106.261
2040	224.307	118.046	106.261
2041	219.313	113.052	106.261
2042	214.319	108.058	106.261
2043	209.324	103.063	106.261
2044	204.330	98.069	106.261
2045	199.336	93.075	106.261
2046	194.342	88.081	106.261
2047	766.711	83.086	683.625
2048	744.178	58.462	685.717
2049	809.673	33.766	775.907
2050	112.265	6.004	106.261
2051	54.937	1.806	53.130

REKAPITULACIJA OBVEZNOSTI IZ SPOSOJENIH SREDSTEV Varianta 1



Slika 8.4-1: Rekapitulacija obveznosti, varianta 1

Tabela 8.4-2: Rekapitulacija obveznosti iz naslova posojil in izdaje obveznic po tekočih cenah, varianta 2, v 000 EUR

Leto	Obrok	Plačilo obresti	Plačilo glavnice
2030	223.849	223.849	0
2031	296.229	222.747	73.483
2032	365.303	218.338	146.965
2033	358.396	211.430	146.965
2034	351.488	204.523	146.965
2035	344.581	197.616	146.965
2036	337.674	190.708	146.965
2037	330.766	183.801	146.965
2038	323.859	176.894	146.965
2039	316.952	169.986	146.965
2040	310.044	163.079	146.965
2041	303.137	156.171	146.965
2042	296.229	149.264	146.965
2043	289.322	142.357	146.965
2044	282.415	135.449	146.965
2045	275.507	128.542	146.965
2046	268.600	121.635	146.965

2047	1.064.019	114.727	949.292
2048	1.032.740	80.541	952.199
2049	1.106.296	46.255	1.060.040
2050	155.269	8.304	146.965
2051	75.981	2.498	73.483



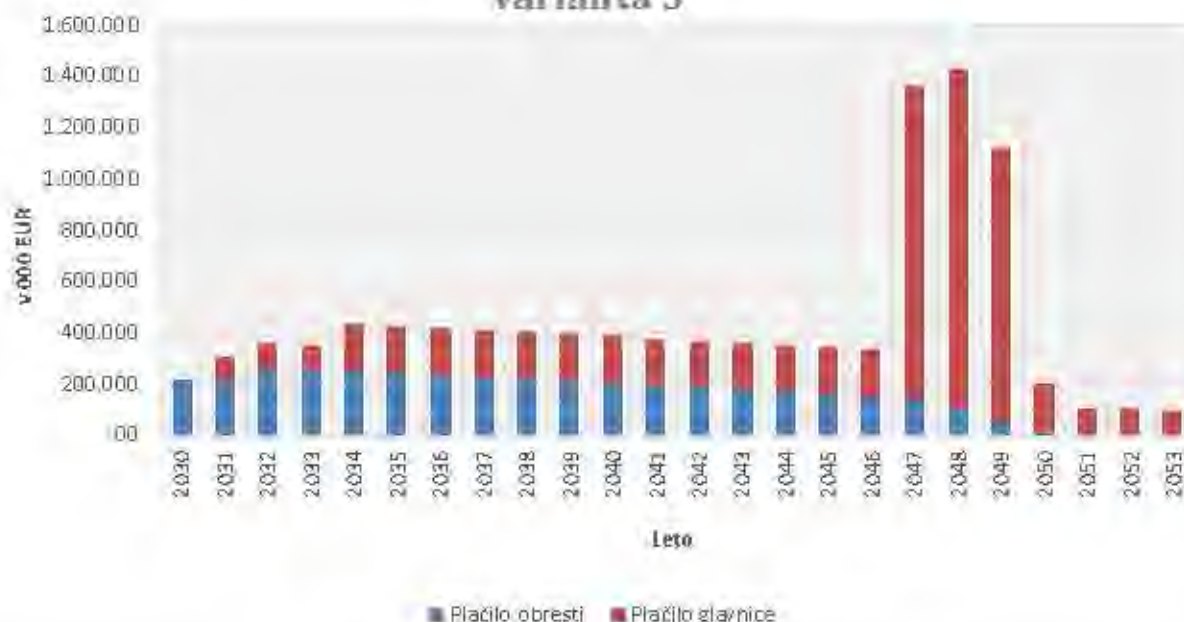
Slika 8.4-2: Rekapitulacija obveznosti, varianta 2

Tabela 8.4-3: Rekapitulacija obveznosti iz naslova posojil in izdaje obveznic po tekočih cenah, varianta 3, v 000 EUR

<i>Leto</i>	<i>Obrok</i>	<i>Plačilo obresti</i>	<i>Plačilo glavnice</i>
2030	211.688	211.688	0
2031	299.785	210.347	89.439
2032	365.237	265.799	89.439
2033	349.871	260.432	89.439
2034	433.943	255.066	178.877
2035	425.536	246.659	178.877
2036	417.129	238.252	178.877
2037	408.722	229.844	178.877
2038	400.315	221.437	178.877
2039	391.907	213.030	178.877

2040	383.500	204.623	178.877
2041	375.093	196.215	178.877
2042	366.686	187.808	178.877
2043	358.278	179.401	178.877
2044	349.871	170.994	178.877
2045	341.464	162.586	178.877
2046	333.057	154.179	178.877
2047	1.359.073	145.772	1.213.301
2048	1.425.991	102.194	1.323.796
2049	1.123.862	54.860	1.069.002
2050	195.066	16.188	178.877
2051	98.561	9.123	89.439
2052	95.521	6.082	89.439
2053	92.480	3.041	89.439

REKAPITULACIJA OBVEZNOSTI IZ SPOSOJENIH SREDSTEV Varianta 3



Slika 8.4-3: Rekapitulacija obveznosti, varianta 3

8.5 IZRAČUN DISKONTNE STOPNJE

V predinvesticijski zasnovi je diskontna stopnja za vse tri variante investicije izračunana po metodologiji tehtanega povprečja stroškov kapitala (ang. WACC) po naslednji formuli.

$$WACC = R_d * (1 - T_c) * \frac{D}{V} + R_e * \frac{E}{V}$$

R_d Obrestna mera na sposojena sredstva

T_c Stopnja davka na dobiček (19 %)

D, E in V D je znesek dolga v finančni konstrukciji in E znesek lastniškega kapitala v finančni konstrukciji, V je vsota D in E . Torej, D/V in E/V predstavljata relativne uteži v izračunu

R_e Zahtevan donos na lastniški kapital

Ob upoštevanju zahtevane donosnosti na lastniški kapital v višini 4,00 % (v skladu z Uredbo o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ, Uradni list št. 60/06, 54/10, 27/16) [1] ter obrestnih mer posojil in obveznic diskontna stopnja po variantah znaša kot je prikazano v spodnji tabeli (**Tabela 8.5-1**).

Tabela 8.5-1: Diskontna stopnja po metodologiji tehtanega povprečja stroškov kapitala (WACC)

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%

8.6 ANALIZA SMISELNOSTI VKLJUČITVE JAVNO-ZASEBNEGA PARTNERSTVA

V skladu s sprejetimi usmeritvami Republike Slovenije na področju energetike, ki so določeni v Resoluciji o nacionalnem energetskega programu (ReNEP) [2] objavljenim v Ur.l.RS št. 57/04, se je s 01.07.2007 popolnoma odprl trg za vse odjemalce električne energije. Električna energija je v celoti postala tržno blago in odjemalci lahko samostojno sklepajo pogodbe za dobavo električne energije.

Vlada Republike Slovenije je dne 06.07.2006 sprejela Akt o ustanovitvi družbe z omejeno odgovornostjo GEN energija d.o.o. [3]. GEN energija je v 100 % državni lasti, ustanovljena v skladu z določili Zakona o gospodarskih družbah (ZGD). SDH, ki v imenu ustanovitelja in edinega družbenika Republike Slovenije upravlja s kapitalsko naložbo v družbi GEN energija d.o.o., je julija 2015 sprejel Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države (OdSUKND) [4]. Skladno z Odlokom je družba GEN energija zaradi svojega 50-odstotnega lastniškega deleža v NEK in zaradi večinskega deleža skupine GEN v HESS, ki izkorišča naravno rento reke Save, strateška naložba. Odlok postavlja družbo GEN energija tudi za nosilko načrtovane investicije v blok 2 NEK (JEK 2).

GEN energija d.o.o., kot samostojna gospodarska družba, bo na podlagi predhodno sprejetih odločitev samostojno ali skupaj z zainteresiranimi sovlagatelji, pod tržnimi pogoji, zgradila nov jedrski objekt. Med sovlagatelje lahko vstopi tudi država Slovenija, če ugotovi svoj interes, vendar pod enakimi tržnimi pogoji, kot bodo vstopali v izvedbo vsi drugi zainteresirani vlagatelji.

Zato posebne analize o vključitvi javno-zasebnega partnerstva ni potrebno izdelovati, ker se nov jedrski objekt ne bo gradil na podlagi javnega interesa in po modelu iz Zakona o javno-zasebnem partnerstvu, ki je objavljen v Ur.l.RS št. 127/06 [5], ampak na podlagi tržnega interesa in po modelu gospodarske družbe.

8.7 VIRI

- [1] Uredba o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ (Uradni list RS št. 60/06, 54/10, 27/16),
- [2] Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP) (Uradni list RS št. 57/04),
- [3] Akt o ustanovitvi družbe z omejeno odgovornostjo GEN energija d.o.o.,
- [4] Odlok o strategiji upravljanja kapitalskih naložb države (OdSUKND) (Uradni list RS, št. 53/15),
- [5] Zakon o javno-zasebnem partnerstvu (Uradni list RS, št. 127/06).

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 9. IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV TER OPIS MAKROEKONOMSKIH UČINKOV	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/			
Izvajalec svetovanja:				Številka projekta:		JEK2-B003/014A	
Izdelal:				Klasifikac. oznaka:		-	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifikac. oznaka:		J E K 2 - - - 2 X 2 0 0 9	

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

KAZALO VSEBINE

9	IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV TER OPIS MAKRO-EKONOMSKIH UČINKOV	3
9.1	UVOD	3
9.2	OSNOVE ZA IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV	3
9.2.1	<i>Stroški obratovanja</i>	3
9.2.2	<i>Izkaz poslovnega izida</i>	5
9.2.3	<i>Finančni denarni tok</i>	9
9.3	STATIČNI IN DINAMIČNI KAZALNIKI UPRAVIČENOSTI INVESTICIJE	11
9.3.1	<i>Kazalniki donosnosti projekta</i>	13
9.3.2	<i>Kazalniki donosnosti trajnih vložkov</i>	15
9.4	MAKROEKONOMSKI UČINKI IZGRADNJE JEK 2	16
9.4.1	<i>O investicijskem povpraševanju</i>	16
9.4.2	<i>Izhodišča za simulacijo</i>	17
9.4.3	<i>Skupni potencialni makroekonomski in panožni učinki postavitve JEK 2</i>	20
9.5	VIRI	23

9 IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV TER OPIS MAKRO-EKONOMSKIH UČINKOV

9.1 UVOD

Poglavje izračun finančnih kazalnikov ter opis makroekonomskih učinkov je strukturirano tako, da so najprej prikazani viri za izračun finančnih kazalnikov, nato so prikazani finančni kazalniki, na koncu poglavja pa je prikazan opis makroekonomskih učinkov.

Osnove za izračun kazalnikov predstavljajo stroški, izkaz poslovnega izida in finančni denarni tok.

9.2 OSNOVE ZA IZRAČUN FINANČNIH KAZALNIKOV

9.2.1 *Stroški obratovanja*

Stroški obratovanja so za povprečno leto po glavnih postavkah prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 9.2-1**). Struktura stroškov je prikazana tudi grafično v slikah (**Slika 9.2-1**, **Slika 9.2-2**, **Slika 9.2-3**).

Tabela 9.2-1: Struktura povprečnih stroškov obratovanja v 60-letni dobi obratovanja

v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e		VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e		VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e	
Stroški goriva	40.591	13,1%	60.231	14,4%	79.854	15,6%
Stroški materiala	18.268	5,9%	23.275	5,5%	31.451	6,2%
Stroški storitev	58.270	18,9%	76.868	18,3%	95.826	18,7%
Stroški dela	19.480	6,3%	25.045	6,0%	25.045	4,9%
Amortizacija	120.847	39,1%	166.533	39,7%	200.356	39,2%
Stroški nadomestila	6.653	2,2%	7.873	1,9%	9.376	1,8%
Ostali stroški	6.400	2,1%	6.400	1,5%	6.400	1,3%
Stroški financiranja	38.497	12,5%	53.176	12,7%	62.914	12,3%
SKUPAJ STROŠKI	309.005	100,0%	419.401	100,0%	511.222	100,0%

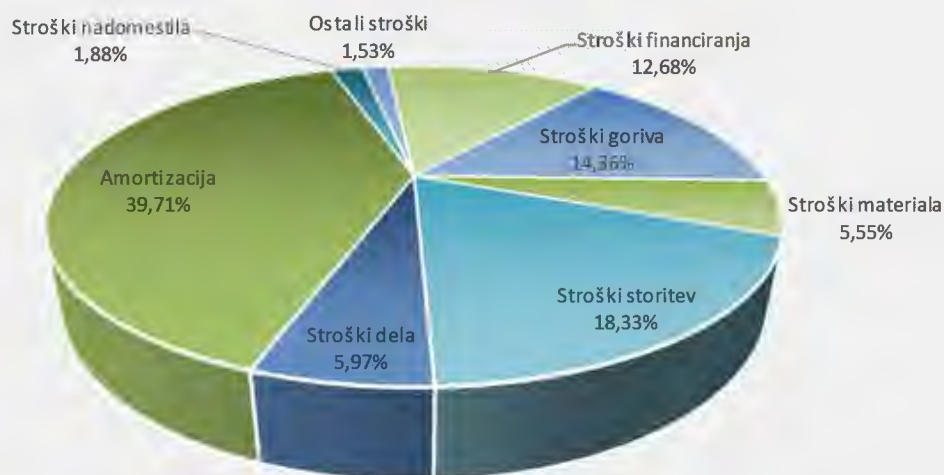
Struktura stroškov se po posameznih variantah malenkostno razlikuje. Največji delež v strukturi stroškov predstavlja amortizacija, ki znaša 39 %. Večji delež v strukturi predstavljajo še stroški storitev, ki znašajo nekaj več kot 18 %. Stroški financiranja se v povprečnem letu gibljejo okoli 12 %. Stroški goriva se gibljejo med 13 in 15 %. Vsi ostali stroški posamično predstavljajo manj od 10 %.

STRUKTURA POVPREČNIH LETNIH STROŠKOV VARIANTA 1



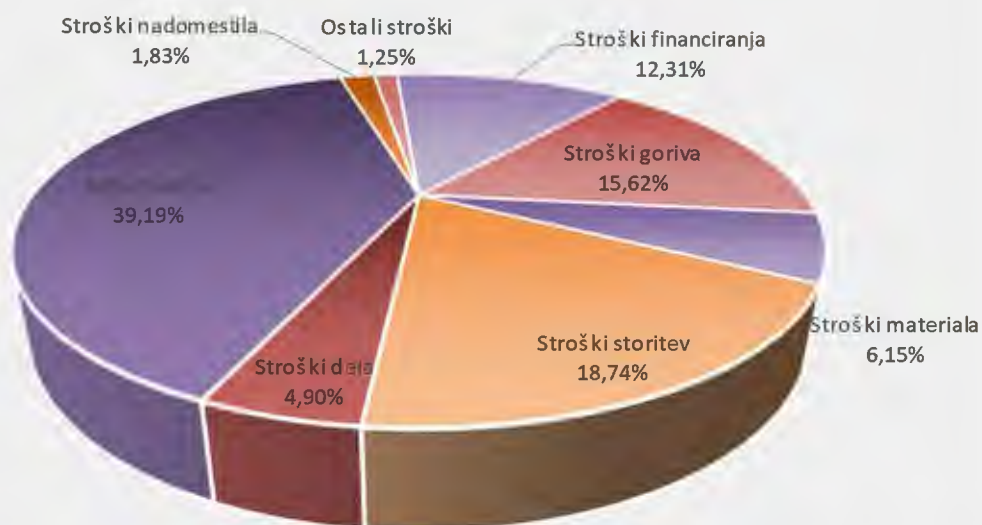
Slika 9.2-1: Struktura povprečnih letnih stroškov, varianta 1

STRUKTURA POVPREČNIH LETNIH STROŠKOV VARIANTA 2



Slika 9.2-2: Struktura povprečnih letnih stroškov, varianta 2

STRUKTURA POVPREČNIH LETNIH STROŠKOV VARIANTA 3



Slika 9.2-3: Struktura povprečnih letnih stroškov, varianta 3

9.2.2 Izkaz poslovnega izida

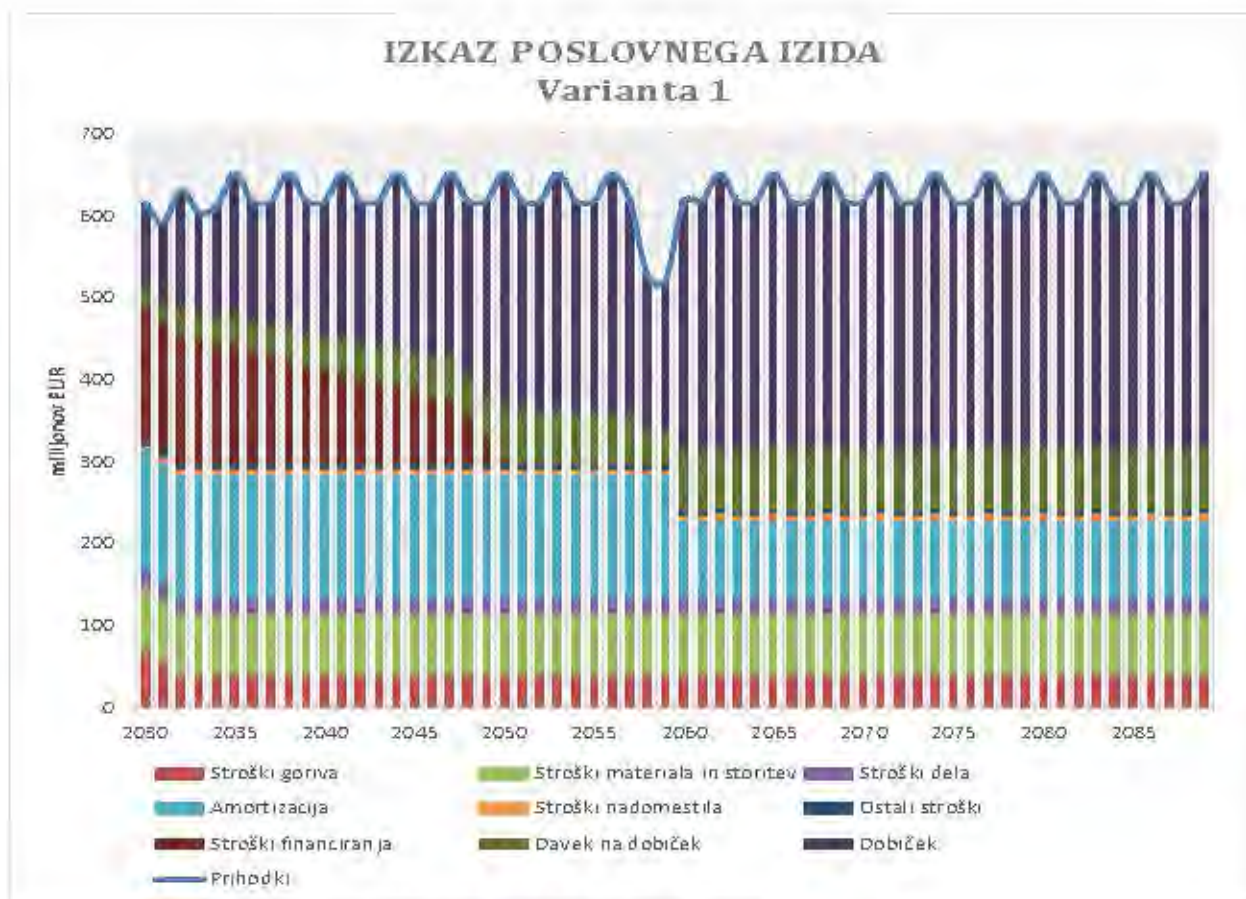
Izkaz poslovnega izida za povprečno leto obratovanja je prikazan v spodnji tabeli za vse tri variante (**Tabela 9.2-2**). Izkazi poslovnega izida za celotno dobo obratovanja elektrarne so prikazani na slikah (**Slika 9.2-4**, **Slika 9.2-5**, **Slika 9.2-6**).

Tabela 9.2-2: Izkaz poslovnega izida za povprečno leto obratovanja

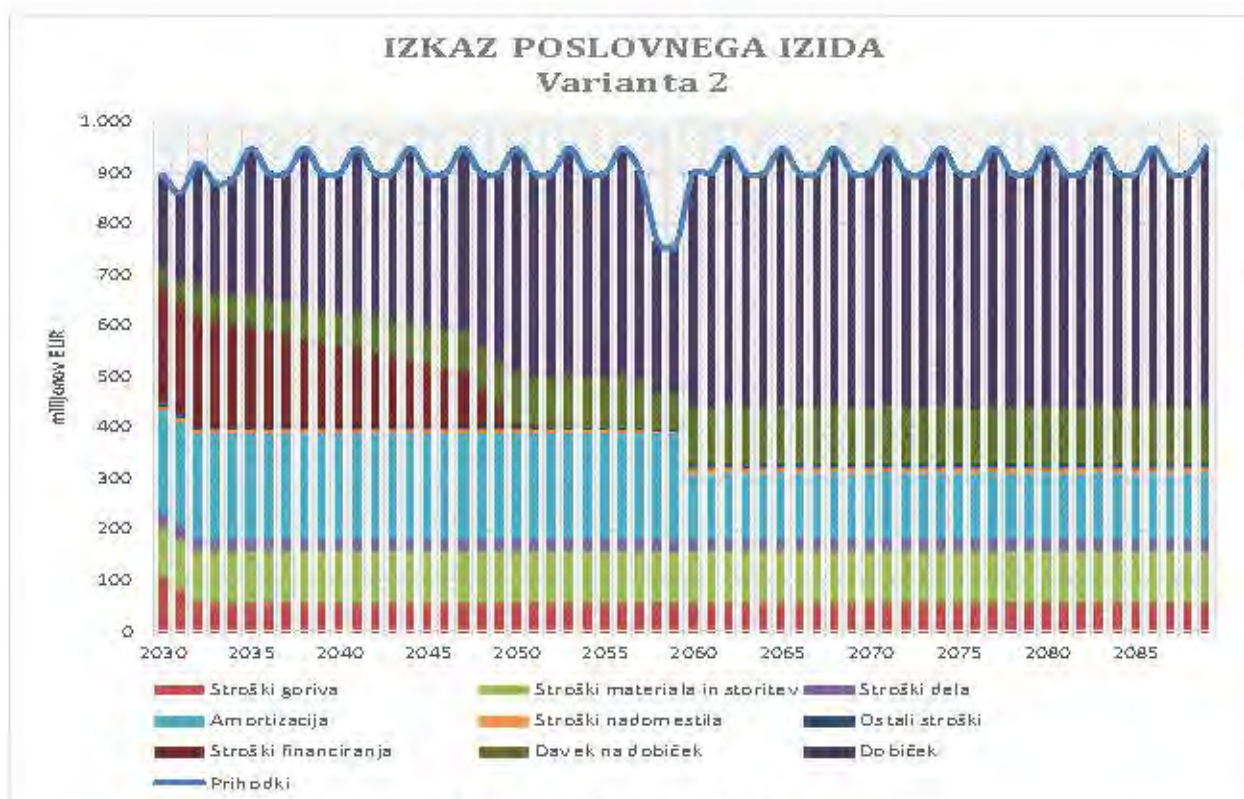
v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e		VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e		VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e	
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	624.179	100%	907.897	100%	1.229.322	100%
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0%	0	0%	0	0%
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	624.179	100%	907.897	100%	1.229.322	100%
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	117.129	19%	160.374	18%	207.131	17%
Stroški goriva	40.591	7%	60.231	7%	79.854	6%
Stroški materiala - ostali	18.268	3%	23.275	3%	31.451	3%
Stroški storitev	58.270	9%	76.868	8%	95.826	8%
STROŠKI DELA	19.480	3%	25.045	3%	25.045	2%
AMORTIZACIJA	120.847	19%	166.533	18%	200.356	16%
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.653	1%	7.873	1%	9.376	1%
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	1%	6.400	1%	6.400	1%
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	353.671	57%	541.671	60%	781.014	64%
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0%	0	0%	0	0%
FINANČNI PRIHODKI	0	0%	0	0%	0	0%
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0%	0	0%	0	0%
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	38.497	6%	53.176	6%	62.914	5%
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	315.174	50%	488.496	54%	718.101	58%
DRUGI PRIHODKI	0	0%	0	0%	0	0%
DRUGI ODHODKI	0	0%	0	0%	0	0%
CELOTNI DOBIČEK	315.174	50%	488.496	54%	718.101	58%
DAVEK IZ DOBIČKA	59.883	10%	92.814	10%	136.439	11%
ODLOŽENI DAVKI	0	0%	0	0%	0	0%
ČISTI DOBIČEK	255.291	41%	395.681	44%	581.661	47%

Izkaz poslovnega izida prikazuje povprečno leto v življenjski dobi elektrarne. Prihodki od prodaje obsegajo prodajo pasovne energije. Poleg povprečnih letnih zneskov je prikazana tudi struktura posameznih kategorij izkaza poslovnega izida v primerjavi s kosmatim donosom iz poslovanja, ki v strukturi predstavlja 100 %. Čisti dobiček po plačilu davka v povprečnem letu predstavlja nekaj več kot 40 % prihodkov. Okoli 10 % prihodkov gre za plačilo davka na dobiček. Pri izračunu davka je bila v vseh letih upoštevana 19 % davčna stopnja. V povprečnem letu se okoli 6 % prihodkov nameni za plačilo obresti na dan posojila. Delež obresti v prihodkih je razviden tudi iz slik (**Slika 9.2-4**, **Slika 9.2-5**, **Slika 9.2-6**) iz katerih je razvidno, da so v prvih letih obratovanja deleži obresti v celotnih prihodkih večji. S slik tudi vidimo nihanje prihodkov po letih, kar

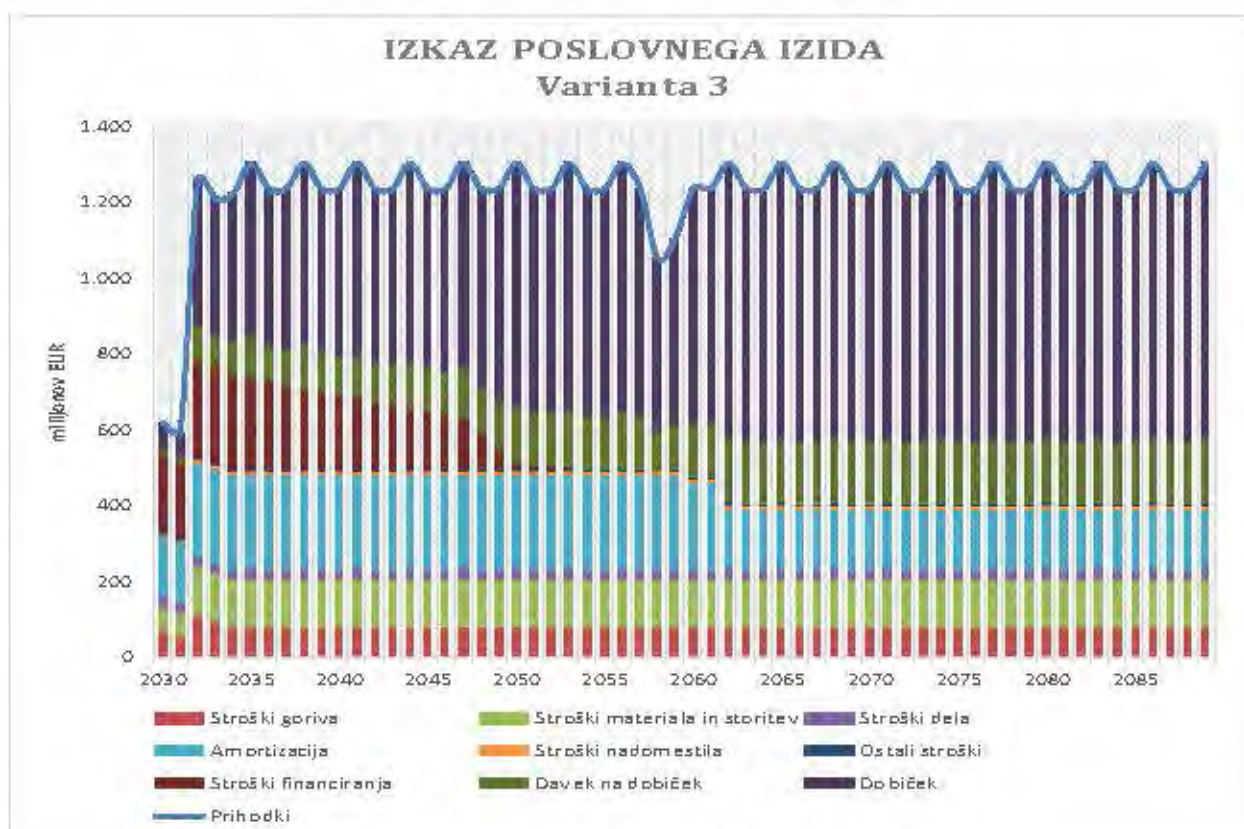
je posledica gorivnega cikla. V letih zamenjave goriva je obseg prihodkov manjši. S slike je tudi vidna zamenjava opreme v letih 2058 in 2059, ki povzroči malo večji izpad prihodkov. S slik tudi vidimo, da pri izračunanih prihodkih in stroških elektrarna v vseh letih posluje z dobičkom. Povprečni letni čisti dobiček pri varianti 1 znaša 255 milijona EUR. Pri varianti 2 čisti dobiček znaša 396 milijona EUR in pri varianti 3 582 milijona EUR.



Slika 9.2-4: Izkaz poslovnega izida, varianta 1



Slika 9.2-5: Izkaz poslovnega izida, varianta 2



Slika 9.2-6: Izkaz poslovnega izida, varianta 3

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

9.2.3 Finančni denarni tok

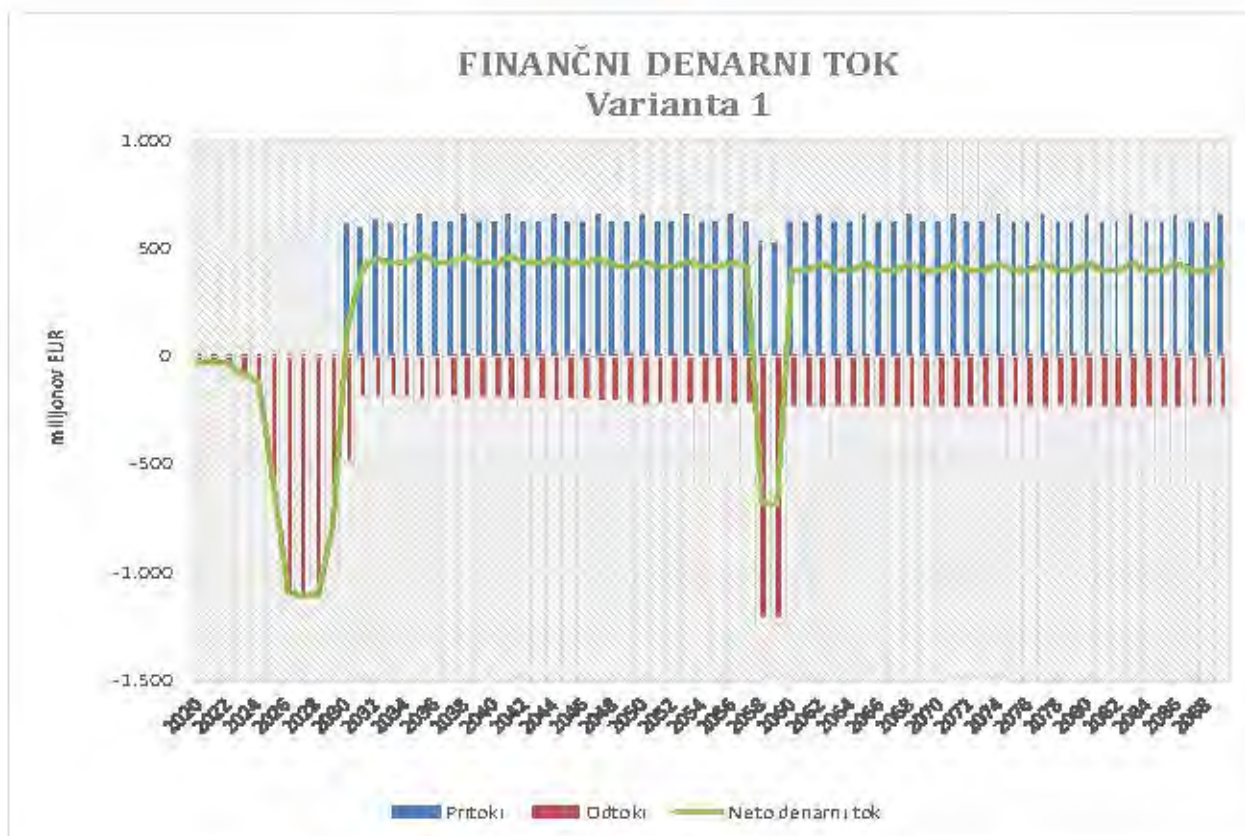
Nediskontirana vsota postavk finančnega denarnega toka v obravnavani dobi projekta je prikazana v spodnji tabeli (**Tabela 9.2-3**).

Tabela 9.2-3: Vsota finančnih denarnih tokov v obravnavani dobi projekta, nediskontirano

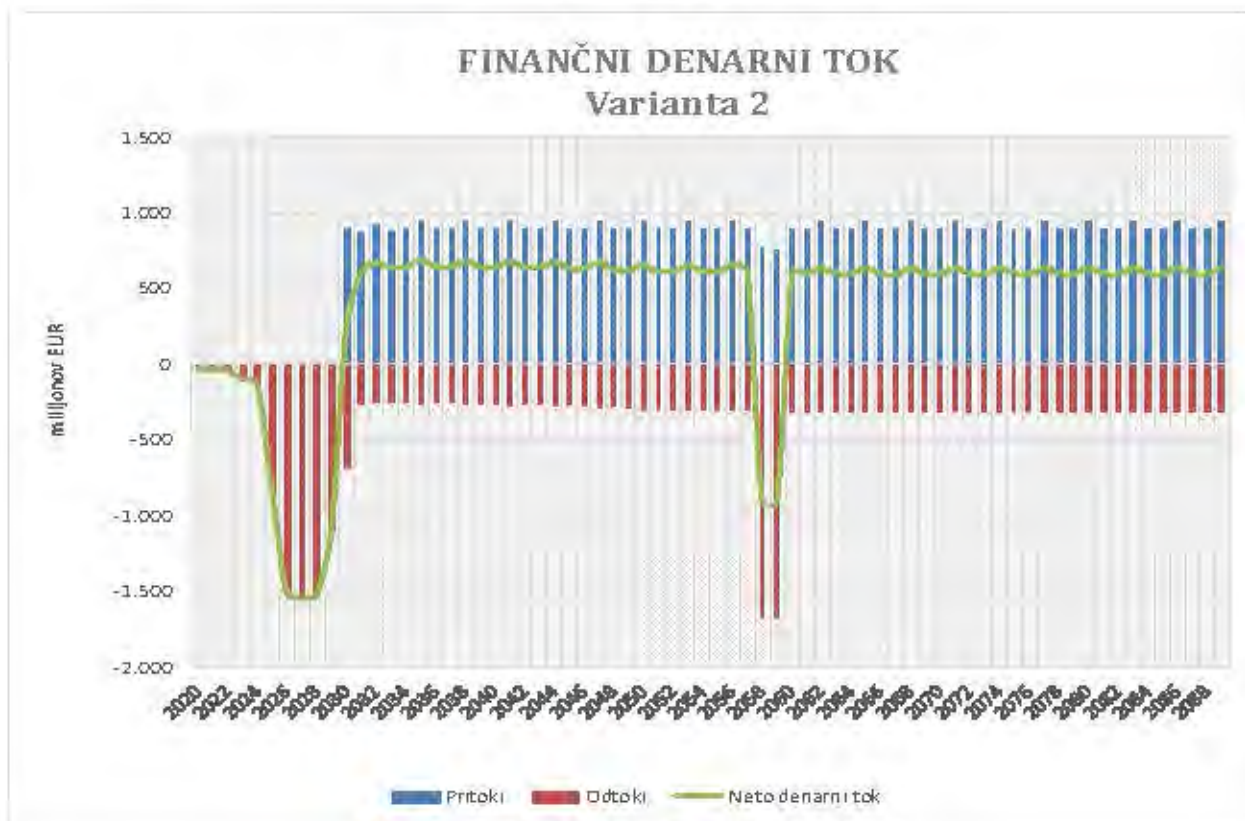
v 000 EUR	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
I. PRITOKI	37.450.738	54.473.801	73.793.211
1. Koristi	37.450.738	54.473.801	73.759.331
Čisti prihodki iz prodaje	37.450.738	54.473.801	73.759.331
Drugi prihodki iz poslovanja	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	33.880
II. ODTOKI	20.245.701	28.129.809	35.772.650
3. Investicija	7.673.023	10.579.430	12.709.185
4. Stroški poslovanja (brez AM)	7.810.917	10.478.813	13.374.403
5. Stroški plač	1.168.779	1.502.715	1.502.715
6. Davki	3.592.982	5.568.850	8.186.346
III. NETO DENARNI TOK	17.205.037	26.343.992	38.020.562

Prikazani podatki v tabeli kažejo, da v 60 letih obratovanja vsota prihodkov pri varianti 1 znaša 37,5 milijard EUR, pri varianti 2: 54,5 milijard in pri varianti 3: 73,8 milijard EUR. Investicija v svoji življenjski dobi v varianti 1 ustvari 17,2 milijarde EUR neto denarnega toka, pri varianti 2: 26,3 milijarde EUR in pri varianti 3: 38,0 milijarde EUR neto denarnega toka.

Gibanje pritokov, odtokov in neto denarnih tokov po letih je razvidno iz spodnjih slik (**Slika 9.2-7, Slika 9.2-8, Slika 9.2-9**). Do leta 2029, to je v obdobju izgradnje, se v denarnem toku pojavljajo samo odtoki. S pričetkom obratovanja se v denarnem toku pojavijo pritoki. S slik vidimo, da po pričetku obratovanja približno eno tretjino letnih pritokov porabimo za pokrivanje odtokov dve tretjini pa jih ostaja v obliki neto denarnega toka.



Slika 9.2-7: Denarni tok projekta, varianta 1



Slika 9.2-8: Denarni tok projekta, varianta 2

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.



Slika 9.2-9: Denarni tok projekta, varianta 3

9.3 STATIČNI IN DINAMIČNI KAZALNIKI UPRAVIČENOSTI INVESTICIJE

V nadaljevanju so prikazane vrednosti izračunanih statičnih in dinamičnih kazalnikov upravičenosti investicije. Izračuni so narejeni na podlagi naslednjih predpostavk:

- Izračuni obsegajo 70 letno dobo obratovanja in izvedbe projekta.
- Diskontna stopnja, s katero so diskontirani denarni tokovi investicije, je izračunana v višini WACC in po posameznih variantah znaša:

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%

- Vsi stroški obratovanja so upoštevani v višini normativov stroškov upoštevanih pri primerljivih projektih (izračuni stroškov so podani v poglavju 4.3 – Stroški obratovanja investicije).
- V denarnem toku je med odlivi upoštevan davek na dobiček zato izračunani dinamični pokazatelji prikazujejo neto donosnost oziroma donosnost po plačilu davka.

Za vsako od treh variant smo izračunali naslednje statične in dinamične kazalnike.

Statični kazalniki

Lastna cena - lastno ceno dobimo, če celotne letne stroške, vključno s stroški financiranja, delimo z obsegom proizvodnje.

Stroškovna cena - stroškovno ceno dobimo, če letne stroške, brez stroškov financiranja, delimo z obsegom proizvodnje.

Točka preloma - točka preloma je pokazatelj, ki pove pri katerem obsegu proizvodnje poslovanje podjetja postane dobičkonosno. Točka preloma je izražena v odstotkih od možnega obsega proizvodnje.

DVS - doba vračanja sredstev nam pove v kolikšnem času se povrne investicija, vendar pri izračunu ne upošteva časovne vrednosti denarja.

Dinamični kazalniki

Diskontirana cena električne energije (Levelised Costs Of Electricity) [1] je izračunana na osnovi naslednje formule:

$$LCOE = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_t) \cdot (1+r)^{-t}]}{\sum [E_t \cdot (1+r)^{-t}]}$$

LCOE = Diskontirana cena električne energije (Levelised Costs Of Electricity)

I_t = Investicijska vlaganja (stroški čez noč + nepredvideno + stroški financiranja v času gradnje) v letu t

M_t = Stroški obratovanja in vzdrževanja v letu t

F_t = Stroški goriva v letu t

E_t = Obseg proizvodnje električne energije v letu t

r = Diskontna stopnja

DDVS – diskontirana doba vračanja sredstev: nam pove v kolikšnem času se povrne investicija, če pri izračunu upoštevamo časovno vrednost denarja.

NSV – neto sedanja vrednost: je najprimernejši kazalnik pri izboru optimalne variante, saj upošteva vse denarne tokove investicije in upošteva časovno vrednost denarja. Prikazuje nam absoluten donos investicije. Pri izračunu smo upoštevali diskontno stopnjo v višini WACC posamezne variante.

ISD – interna stopnja donosnosti: je tista diskontna stopnja, pri kateri je neto sedanja vrednost investicije enaka nič. Metoda upošteva časovno vrednost denarja. Prikazuje relativni donos investicije.

IP – količnik relativne koristnosti prikazuje učinkovitost investicije, kot razmerje med sedanjo vrednostjo koristi in sedanjo vrednostjo stroškov v celotni dobi investicije. Da je investicija ekonomsko sprejemljiva mora imeti količnik relativne koristnosti večji od 1.

RNSV – relativna neto sedanja vrednost: prikazuje razmerje med neto sedanjo vrednostjo ter sedanjo vrednostjo stroškov investicije. Kazalnik nam pove koliko 1 EUR investicije prinese donosa nad diskontno stopnjo.

9.3.1 **Kazalniki donosnosti projekta**

V spodnji tabeli (**Tabela 9.3-1**) so prikazani najprej statični kazalniki investicije. Osnove za izračun statičnih kazalnikov so bile podrobneje prikazane v poglavju 4 te predinvesticijske zasnove. V tej točki jih še enkrat povzemamo z namenom, da na enem mestu omogočimo primerjavo variant po vseh kazalnikih.

Lastna cena pri varianti 1 znaša 36,53 EUR/MWh, pri variantah 2 znaša 34,09 EUR/MWh ter pri varianti 3: 30,71 EUR/MWh. Stroškovna cena je za okoli 5 EUR/MWh nižja, kar pomeni, da stroški obresti v povprečnem letu v celotni življenjski dobi znašajo okoli 5 EUR/MWh.

Točka preloma se v povprečnem letu giblje med 38 % proizvodnih kapacitet pri varianti 3 in 46 % proizvodnih kapacitet pri varianti 1. Oziroma povedano drugače v povprečnem letu z od 38 % do 46 % izkoriščenostjo instaliranih kapacitet pokrijemo vse stroške. V kolikor je obseg proizvodnje večji od 38 % do 46 % potem investicija prične ustvarjati dobiček.

Doba vračanja vloženih sredstev pri varianti 1 znaša 12 let od pričetka obratovanja. Pri variantah 2 doba vračanja znaša 12 let, pri varianti 3 pa 11 let.

Sledi prikaz in razlaga dinamičnih kazalnikov investicije.

Diskontirana cena električne energije, to je cena v kateri je že vračunan letni donos v višini diskontne stopnje (WACC) pri varianti 1 znaša 46,78 EUR/MWh, pri varianti 2: 43,74 EUR/MWh in pri varianti 3: 39,29 EUR/MWh.

Z upoštevanjem časovne vrednosti denarja se doba vračanja podaljša za štiri do sedem let, to je na 15 do 19 let. Po tem kriteriju je projekt upravičen, saj je doba vračanja krajša od življenjske dobe investicije.

Neto sedanja vrednost je pri diskontni stopnji 3,56 % pri vseh treh variantah pozitivna. NSV pri varianti 1 znaša 2,6 milijarde EUR, pri varianti 2 znaša 4,4 milijarde EUR in pri varianti 3 znaša 7,1 milijarde EUR. Tudi po tem kriteriju je investicija upravičena.

Interna stopnja donosnosti znaša pri varianti 1: 6,15 %, pri varianti 2: 6,65 % ter pri varianti 3: 7,59 %. Izgradnja nove jedrske elektrarne spada med kapitalsko intenzivne investicije za katere so značilne daljše dobe vračanja in s tem tudi nižje stopnje donosnosti. Zato je za tovrsten objekt ISD v višini med 6 in 8 % ugoden rezultat.

Količnik relativne koristnosti je večji od ena, kar pomeni, da je diskontirana vrednost pritokov večja od diskontirane vrednosti odtokov.

Relativna neto sedanja vrednost se giblje med 0,53 EUR in 0,88 EUR, kar pomeni, da 1 EUR vložen v investicijo prinese od 0,53 do 0,88 EUR nad diskontno stopnjo.

Na osnovi izračunanih pokazateljev lahko ugotovimo, da investicija izpolnjuje vse kriterije donosnosti.

Tabela 9.3-1: Kazalniki donosnosti projekta

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Statični kazalniki			
Lastna cena EUR/MWh	36,53	34,09	30,71
Stroškovna cena EUR/MWh	31,98	29,77	26,93
Točka preloma v povprečnem letu	46,0%	42,4%	37,6%
Doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	22	22	21
Doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	12	12	11
Dinamični kazalniki			
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%
Diskontirana cena električne energije (Levelised costs) (v EUR/MWh)	46,78	43,74	39,29
Kazalniki upravičenosti investicije			
Diskontirana doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	29	27	25
Diskontirana doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	19	17	15
Neto sedanja vrednost (v mio EUR)	2.634	4.429	7.060
Interna stopnja donosnosti (%)	6,15%	6,65%	7,59%
Količnik relativne koristnosti	1,31	1,37	1,49
Relativna neto sedanja vrednost	0,53	0,65	0,88

V nadaljevanju je prikazana tudi diskontirana cena električne energije (Levelised Costs Of Electricity – LCOE) pri različnih zahtevanih donosnostih (WACC: 1 %, 2 %, 3 %, 5 %, 7 %, 10 %).

Tabela 9.3-2: Diskontirana cena električne energije (LCOE) pri različnih zahtevanih donosnostih

WACC	VARIANTA 1 1 × 1100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1100 MW _e
1%	32,85	30,57	27,60
2%	37,69	35,15	31,65
3%	43,32	40,47	36,36
5%	56,64	53,07	47,57
7%	72,30	67,85	60,82
10%	99,30	93,31	83,88

Najugodnejša diskontirana cena električne energije pri različni zahtevani donosnosti je pri varianti 3. Pri 5 % diskontni stopnji razlika med varianto 1 in varianto 3 znaša 9,08 EUR/MWh, pri 10 % zahtevani donosnosti se razlika med variantama poveča na 15,43 EUR/MWh.

9.3.2 Kazalniki donosnosti trajnih vložkov

Za investicijo smo izračunali tudi kazalnike donosnosti trajnih vložkov oziroma lastnih sredstev vloženih v investicijo. Donosnost trajnih vložkov se izračuna iz finančnega denarnega toka trajnih vložkov. V tem denarnem toku v času izgradnje med odlivi upoštevamo samo vložena lastna – kapitalska sredstva. V času obratovanja pa med odtok vključimo tudi odplačilo glavnice in obresti na sposojena sredstva.

Tabela 9.3-3: Kazalniki donosnosti trajnih vložkov po stalnih cenah

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Kazalniki upravičenosti trajnih vložkov			
Kapitalska sredstva (v mio EUR)	1.980	2.707	3.323
Neto sedanja vrednost (v mio EUR)	3.127	5.113	7.849
Interna stopnja donosnosti	8,64%	9,60%	11,05%
Relativna neto sedanja vrednost	1,96	2,35	3,03

Iz prikazanih podatkov vidimo, da interna stopnja donosnosti kapitalskih sredstev znaša med 8 % in 11 %, kar je za 2,5 do 3,5 odstotne točke več od interne stopnje donosnosti celotnih sredstev.

Relativna neto sedanja vrednost kaže, da vsak evro lastnih sredstev poleg 3,56 % donosa ustvari še od 1,96 do 3,03 EUR dodatnega donosa. Takšen rezultat je posledica delovanje finančnega vzvoda, saj je povprečna obrestna mera na sposojena sredstva manjša od donosnosti projekta. V kolikor bi bila interna stopnja donosnosti projekta nižja od obrestne mere za sposojena sredstva potem bi finančni vzvod deloval v obratno smer in bi bila donosnost kapitalskih sredstev nižja od interne stopnje donosnosti projekta.

9.4 MAKROEKONOMSKI UČINKI IZGRADNJE JEK 2

Poglavje je v celoti povzeto po Študiji št. 2065, Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060, ELEK, Ljubljana, marec 2018 [2].

9.4.1 *O investicijskem povpraševanju*

Investicije so pomemben del agregatnega povpraševanja. Tvorijo ga skupaj z osebno in državno porabo ter izvozom. Investicije delimo na obnovitvene in razširitvene (gospodarstvu omogočajo nove proizvodne kapacitete), na investicije v zaloge ter investicije v osnovna sredstva. Slednje se delijo na investicije v opremo, v gradbene objekte ter v neopredmetena sredstva (patenti, blagovne znamke, rezultati raziskav,...). Investicijsko povpraševanje (izvajanje investicijske dejavnosti) niha bolj od ostalih oblik končne porabe. Zlasti v obdobju kompetitivne tehnno-ekonomske paradigme je bilo glavni vir značilnih srednjeročnih ciklusov. V kasnejšem obdobju je začela vplive tega nihanja in nihanje samo zmanjševati ekonomska (monetarna in fiskalna) politika.

Investicijsko povpraševanje je lahko plod od gospodarskih razmer neodvisnih odločitev investitorjev (zlasti nekatere infrastrukturne investicije države). V tem primeru govorimo o avtonomnih investicijah. Večinoma so investicije povezane z gospodarsko rastjo in odločitvami gospodarskih subjektov, da prilagajajo svoje zmogljivosti rasti povpraševanja na trgu. Govorimo o izvedenih investicijah, oziroma o akceleratorijskem vplivu gospodarske rasti na investicije (količnik, ki kaže vpliv gospodarske rasti na investicije je akcelerator). Gradnja JEK 2 je deloma obnovitvena investicija, deloma pa investicija povezana s pričakovano gospodarsko rastjo (torej izvedena investicija).

Za razliko od drugih oblik končne porabe investicijska poraba vodi v krepitev proizvodnih zmogljivosti danega gospodarstva (tudi, če gre za investicije v infrastrukturo). Kolikšen je ta vpliv kaže učinkovitost investicij. Odvisna je od sposobnosti investitorja za obvladovanje tveganj v zvezi z investicijo (stroškov izvedbe investicije, koristnosti novega objekta za plasma dane ponudbe na trgu, ipd.). Prav pri kriteriju učinkovitosti investicij je tržno gospodarstvo na prehodu iz tehnno-ekonomske paradigme temelječe na standardiziranih tehnologijah (imenovane tudi »Fordizem«) v sedanjo tehnno-ekonomsko paradigmo temelječo na informacijskih in komunikacijskih tehnologijah prevladalo nad alternativnimi oblikami gospodarskih sistemov (centralno planski sistem, panonski in ilirski socializem).

Podobno kot druge oblike končne porabe tudi investicijsko povpraševanje vpliva na gospodarsko dejavnost tistih podjetij, ki dobavljajo dobrine potrebne za postavitve danega objekta. Vpliv se nato multiplikativno širi na dobavitelje teh dobaviteljev in tako naprej. Govorimo o multiplikativnem vplivu investicije na narodno gospodarstvo. Odvisen je seveda od strukture investicijskega povpraševanja ter od delitve dobaviteljev na domače gospodarstvo in tujino (uvozni del investicijskega povpraševanja). Investicijsko povpraševanje vpliva na dano narodno gospodarstvo preko domačega dela ponudbe dobrin potrebnih za dokončanje investicije. V malih odprtih gospodarstvih, kakršno je slovensko, se večino investicijskega povpraševanja nanaša na uvoz.

Pri investiciji v JEK 2 upoštevamo, da Slovenija ni ponudnik ustrezne tehnologije, gospodarski subjekti iz Slovenije bodo pri izvedbi investicije lahko konkurirali v fazi pripravljalnih del, v fazi inženiringa (del celotne storitve), pri izvedbi gradbenih del in deloma pri financiranju. Tudi na tem področju bodo izpostavljeni konkurenci, čeprav bodo imeli, zaradi manjših transportnih in logističnih stroškov, do neke mere vendarle tudi konkurenčno prednost. Verjetno jo bodo v velikem delu izkoristili, saj so prilagojeni delovanju v razmerah skrajno odprtega trga.

V analizi se ocenjuje maksimalni možni multiplikativni učinek investicije v JEK 2 na slovensko gospodarstvo v celoti ter na posamezne gospodarske panoge. Povečano povpraševanje zaradi investicije bo sicer vplivalo na izvedeno investicijsko povpraševanje dobaviteljev (akcelerator), vendar ta učinek v rezultate ni vključen. Predpostavljeno je torej, da so proste proizvodne kapacitete na področjih, ki jih pri postavitvi JEK 2 pokriva slovensko gospodarstvo, dovolj velike in da investicijsko povpraševanje v tem primeru ne bo bistveno vplivalo na potrebo po širitvi proizvodnih zmogljivosti pri dobaviteljih.

9.4.2 Izhodišča za simulacijo

Velikost in struktura investicije v JEK 2 je tudi ocenjena v mednarodno-primerjalnih študijah: Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050 [3] ter Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu na nizkoogljično družbo [4]. Bistvene ugotovitve iz teh dveh študij, potrebne za simulacije učinka investiranja v JEK 2 na slovensko gospodarstvo, so podana v spodnjih tabelah (**Tabela 9.4-1**, **Tabela 9.4-2**).

Tabela 9.4-1: Ocena strukture investicije v JEK 2 (čez noč)

JEK 2	v % od investicije
Gradbena dela (opravila naj bi ga domača podjetja)	34
Glavna tehnološka oprema (uvoz)	51
Inženiring (doma + tujina)	4
Ostali stroški (pol doma pol tujina)	1
Nepredvideno	10

Tabela 9.4-2: V modelu upoštevana investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije čez noč

Investicijska vrednost milijoni evrov	VREDNOST (mio EUR)
Zemljišče in priprava gradbišča	230
Gradbeni objekti z instalacijami	2.000
Oprema	2.500
Ostalo	120
Nepredvideno	450
SKUPAJ	5.300

V tabeli (**Tabela 9.4-1**) vidimo delitev vrednosti investicije v jedrsko elektrarno na gradbeni in tehnološki del, inženiring, ostale stroške ter rezervo. V tabeli (**Tabela 9.4-2**) so stroški postavitve JEK 2 (čez noč, torej brez stroškov financiranja), ki predpostavlja še vedno učinkovito (povezano z izkušnjami v EU) investiranje s stroški običajnimi za enake investicije v Evropi. V tabeli (**Tabela 9.4-3**) so prikazani stroški gradnje (investicijsko povpraševanje) razdeljeni med tiste, ki bi jih potencialno lahko pokrili slovenski izvajalci in tiste iz uvoza.

Tabela 9.4-3: Upoštevana investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije (čez noč) razdeljeno na potencialen uvoz in možno ponudbo domačih proizvajalcev

Investicijska vrednost milijoni evrov	VREDNOST (tuji)	VREDNOST (domači)
Zemljišče in priprava gradbišča	0	230
Gradbeni objekti z instalacijami	500	1.500
Oprema (tehnološka)	2.000	0
Inženiring	150	350
Ostalo	50	70
Nepredvideno	300	150
SKUPAJ	3.000	2.300

Tabela 9.4-4: Upoštevana investicijska vrednost JEK 2 z upoštevanjem stroškov financiranja

Milijoni evrov	VREDNOST	
	Tuji	Domači
Investicijska vrednost	3.513	2.428
Stroški financiranja	513	128

Predpostavljamo, da bo slovenski finančni sektor (banke), ob pričakovanju, da se preneha njegovo umetno omejevanje (značilno za obdobje od 2013 dalje) ter ob upoštevanju, da ima Slovenija letno med 5 % in 6 % BDP narodnogospodarskih prihrankov, ki se ne investirajo (kaže jih presežek na tekočem računu plačilne bilance), lahko prispeval 20 % kreditov namenjenih gradnji JEK 2. V tem primeru bo, kot vidimo v zgornji tabeli (**Tabela 9.4-4**), bančni sistem iz Slovenije z obrestmi zaslužil 128 milijonov evrov.

Tabela 9.4-5: Upoštevana investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije prilagojeno simulacijam v input output analizi

Investicijska vrednost milijoni evrov	Panoga	VREDNOST (domači)
Gradbeni objekti z instalacijami	Gradbeništvo (27)	1.653
Finančne storitve, razen storitev zavarovalnic in pokojninskih skladov	Bančništvo in posredništvo (41)	128
Zemljišče in priprava gradbišča	Nepremičnine (44)	260
Oprema (tehnološka) Inženiring	Projektiranje, arhitektura... (46)	387

DOMAČA PONUDBA	2.428
UVOZ	3.513
SKUPAJ	5.941

Tabela 9.4-6: Upoštevana investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije glede na pričakovan direktni uvoz

Investicijska vrednost milijoni evrov	Panoga	VREDNOST (tuji)
Gradbeni objekti z instalacijami	Gradbeništvo (27)	500
Finančne storitve, razen storitev zavarovalnic in pokojninskih skladov	Bančništvo in posredništvo (41)	513
Zemljišče in priprava gradbišča	Nepremičnine (44)	
Oprema (tehnološka) Inženiring	Projektiranje, arhitektura... (46)	2.500
SKUPNI UVOZ		3.513

V tabeli (**Tabela 9.4-5**) je prikazana potencialna domača ponudba pri gradnji (in financiranju JEK 2) razdeljena med panoge kamor sodijo potencialni ponudniki investicijskih dobrin iz Slovenije. V tej tabeli vidimo, da bi slovensko gospodarstvo lahko dobavilo 2.428 milijonov evrov (260 milijonov evrov za dela v okviru panoge »nepremičnine«, 1.653 milijonov evrov za dela panoge »gradbeništva«, 387 milijonov evrov za inženiring in podobna dela na področju panoge »arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje« ter 128 milijonov evrov finančnih storitev). Stroške prikazane v tabeli (**Tabela 9.4-3**) in označene z »ostalo« ter »nepredvideno« smo proporcionalno razporedili med pripravljala dela, gradbena dela ter inženiring.

V primeru postavitve JEK 2 bo direktni uvoz znašal predvidoma 3,513 milijarde evrov. Struktura direktnega uvoza po panogah dobavitelja je prikazana v tabeli (**Tabela 9.4-6**). Poleg tega bo seveda potreben tudi posreden uvoz za potrebe proizvodnje investicijskih dobrin, ki jih bo pri postavitvi JEK 2 dobavilo slovensko gospodarstvo.

Poudariti je potrebno, da gre v primeru simulacij vpliva gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo za približno oceno, koliko lahko v tem primeru slovenska podjetja dejansko prispevajo pri dobavi investicijskih dobrin. Obenem gre za zgornjo mejo tega učinka. Omenili smo že, da je dobava teh dobrin z domačega trga potencialno možna, če pa domača podjetja ne bodo konkurenčna, ne bo realizirana na domačem trgu.

Vpliv investicijskega povpraševanja pri postavitvi JEK 2 na slovensko gospodarstvo smo ocenili z input-output analizo na podatkih input-output matrike slovenskega gospodarstva za 2014. Vpliv je ocenjen v celoti in se bo med gradnjo JEK 2 razporedil na več let.

9.4.3 Skupni potencialni makroekonomski in panožni učinki postavitve JEK 2

Skupni rezultati vpliva investicije v JEK 2 na slovensko gospodarstvo so prikazani v spodnjih tabelah (Tabela 9.4-7, Tabela 9.4-8).

Tabela 9.4-7: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo – varianta s stroški običajnimi v EU ter večjim pomenom domače ponudbe

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	4439	6,2
Dodana vrednost	1873	5,6
Sredstva za zaposlene	919	5,0
Poraba stalnega kapitala	370	4,7
Poslovni presežek, neto	515	8,1
Delovno aktivni (število)	47	5,0
Osnovna sredstva	6191	4,8
Sredstva za R&D	11	2,8
Javnofinančni prihodki	695	4,8
Uvoz blaga in storitev	4068	15,9

V tabeli (Tabela 9.4-7) vidimo, da bi v primeru gradnje JEK 2 po evropskih standardih in stroških slovensko gospodarstvo potencialno lahko pridobilo 4,4 milijarde evrov prihodka (6,2 % skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), skoraj 1,9 milijarde evrov dodane vrednosti (5,6 % slovenskega letnega BDP), preko 900 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, dobrih 500 milijonov evrov dobička (8,1 % skupnega letnega poslovnega presežka slovenskega gospodarstva) ter še 370 milijonov evrov amortizacije. Dobiček in amortizacija skupaj bi predstavljala blizu 900 milijonov evrov prostega denarnega toka. Za storitve v zvezi z investicijo bi bilo angažirano 47 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 6,2 milijarde evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali skoraj 700 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti skoraj 4,1 milijarde evrov (16 % slovenskega letnega uvoza blaga in storitev). Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bi vodilo v 11 milijonov evrov investicij za raziskave in razvoj (2,8 % vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

Tabela 9.4-8: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovenske gospodarske panoge – varianta s stroški običajnimi v EU ter večjim pomenom domače ponudbe

	V tisočih evrov	Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	671	333	44	2.076	3	620
2	Gozdarstvo	3.277	2.145	61	1.638	3	867
3	Ribištvo	21	8	0	20	0	51
4	Rudarstvo	22.004	10.329	210	30.026	61	19.861
5	Živila, pijače, tobak	3.386	843	24	2.337	4	4.874
6	Tekstil	1.344	458	21	950	1	2.624
7	Predelava lesa	23.831	7.678	396	32.432	49	31.143

8	Papir	1.976	495	11	1.678	3	5.572
9	Tiskanje	6.931	2.545	79	10.923	16	21
10	Naftni derivati	3	-1	0	27	0	32.463
11	Kemikalije	4.177	1.041	22	3.550	5	16.265
12	Farmacija	61	28	0	52	0	550
13	Gumarstvo	11.881	3.976	118	10.562	16	14.598
14	Nekovine	95.849	35.614	937	128.587	194	80.179
15	Kovine	36.578	7.007	135	20.766	31	56.643
16	Kovinski izdelki	60.903	23.006	857	65.431	99	61.901
17	Računalniki	11.459	4.721	138	5.843	9	23.095
18	Električne neprave	27.573	7.888	202	20.056	30	34.019
19	Stroji	15.548	5.263	131	8.434	13	15.007
20	Vozila	3.780	717	23	3.005	5	4.159
21	Plovila	2.436	672	17	3.278	5	1.675
22	Pohištvo in drugo	3.703	1.445	28	3.876	6	3.054
23	Popravila strojev	61.543	34.581	1.425	16.599	25	4.109
24	Elektrika, plin, para	23.701	10.646	109	92.909	114	4.743
25	Voda	1.515	741	27	12.900	20	0
26	Ravnanje z odpadki	6.000	575	53	7.635	12	7.385
27	Gradbeništvo	2.653.912	906.461	24.720	977.843	1.924	53.320
28	Prodaja in servis vozil	16.677	8.786	257	11.861	21	0
29	Veleprodaja	108.842	57.723	1.175	77.298	138	1.301
30	Maloprodaja	25.014	14.979	604	38.449	69	0
31	Kopenski prevoz	46.851	20.276	499	48.031	71	7.189
32	Vodni prevoz	43	12	0	69	0	294
33	Letalski prevoz	360	79	1	320	0	1.441
34	Skladiščenje	14.615	6.610	89	60.670	89	449
35	Pošta	7.629	5.209	205	6.445	9	324
36	Turizem	12.982	5.985	282	23.612	36	8.335
37	Založništvo	1.608	658	25	786	1	1.214
38	Film, televizija, radio	768	303	11	792	1	160
39	Telekomunikacije	8.365	3.461	36	16.482	29	2.765
40	Informatika	19.649	11.926	253	5.569	10	3.976
41	Bančništvo in posredništvo	170.923	103.741	1.994	254.604	403	6.765
42	Zavarovanja in pokojnine	7.004	3.745	58	2.494	4	981
43	Pomožne finančne storitve	6.741	4.197	92	3.878	6	0
44	Nepremičnine	306.701	271.735	447	3.444.607	6.347	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	39.130	24.085	1.001	67.609	87	7.380

46	Projektiranje, arhitektura...	478.266	205.389	7.818	593.823	762	7.642
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	6.226	1.685	38	1.842	2	4.701
49	Veterina in ostale storitve	13.634	10.306	383	4.365	6	8.511
50	Dajanje v najem	6.496	3.507	24	3.507	5	10.204
51	Storitve pri zaposlovanju	16.316	15.241	720	664	1	0
52	Turistične agencije	262	34	1	32	0	478
53	Varovanje, oskrba stavb,...	22.174	12.819	672	9.276	12	0
54	Javna uprava, obramba	6.388	4.520	117	36.200	104	1.563
55	Izobraževanje	4.189	3.409	133	7.397	263	181
56	Zdravstvo	1.102	720	21	1.176	13	149
57	Socialno varstvo	117	87	4	169	2	0
58	Kultura, igre na srečo	173	115	4	206	2	42
59	Šport	270	87	4	503	3	5
60	Članske organizacije	2.666	893	36	2.451	27	0
61	Servis izdelkov široke rabe	1.413	665	26	591	0	0
58	Kultura, igre na srečo	173	115	4	206	2	42
59	Šport	270	87	4	503	3	5
60	Članske organizacije	2.666	893	36	2.451	27	0
61	Servis izdelkov široke rabe	1.413	665	26	591	0	0
62	Druge osebne storitve	1.366	946	42	1.450	1	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0


Učinki po posameznih gospodarskih panogah so prikazani v zgornji tabeli (**Tabela 9.4-8**). Šestnajst gospodarskih panog bi ustvarilo po več kot 10 milijonov evrov dodane vrednosti in tu bi bil tudi največji vpliv na angažma zaposlenih: (1) gradbeništvo (preko 900 milijonov evrov dodane vrednosti ter skoraj 25 tisoč delovno aktivnih), (2) poslovanje z nepremičninami (272 milijonov evrov dodane vrednosti ob 447 delovnih mestih), (3) arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje (205 milijonov evrov dodane vrednosti ter preko 7.800 zaposlenih), (4) bančno posredništvo (skoraj 104 milijone evrov dodane vrednosti ob blizu 2.000 delovno aktivnih), (5) trgovina na debelo in drobno (skoraj 73 milijonov evrov dodane vrednosti in blizu 1.800 delovno aktivnih), (6) industrija nekovin (preko 36 milijonov evrov dodane vrednosti in 937 delavcev), (7) popravilo strojev (skoraj 35 milijonov evrov dodane vrednosti ter preko 1.400 zaposlenih), (8) računovodsko svetovanje (24 milijonov evrov dodane vrednosti ter 1.000 delovno aktivnih), (9) kovinska industrija (23 milijonov evrov dodane vrednosti in skoraj 900 zaposlenih), (10) kopenski prevoz

(dobre 20 milijonov evrov dodane vrednosti in skoraj 500 delovno aktivnih), (11) storitve pri zaposlovanju (15 milijonov evrov dodane vrednosti in 720 delovnih mest), varovanje in oskrba stavb (blizu 13 milijonov evrov dodane vrednosti in 672 zaposlenih), (13) informatika (12 milijonov evrov dodane vrednosti in 253 zaposlenih), (14) energetika (skoraj 11 milijonov evrov dodane vrednosti in 109 delavcev), (15) rudarstvo (10 milijonov evrov dodane vrednosti in 210 zaposlenih) ter (16) druge strokovne in tehnične storitve ter veterinarske storitve (tudi 10 milijonov evrov dodane vrednosti in 383 delovnih mest). V raziskave in razvoj bi največ vložila sektor poslovanja z nepremičninami (preko 6 milijonov evrov) ter gradbeništvo (skoraj 2 milijona evrov).

Iz zgoraj navedenih podatkov iz citirane makroekonomske analize je mogoče zaključiti, da ima izgradnja objekta takšne vrste velik vpliva na celotno slovensko gospodarstvo tako med gradnjo objekta kakor tudi v celotnem času obratovanja, posebej še, ker vemo, da traja gradnja 15 let, čas obratovanja pa 60 let.

9.5 VIRI

- [1] Projected Costs of Generating Electricity, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, 2015 Edition,
- [2] Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060, Študiji št. 2065, ELEK, Ljubljana, marec 2018,
- [3] Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050, Študija, ELEK, Ljubljana, 2015,
- [4] Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu na nizkoogljično družbo, Študija, ELEK, EIPF, Ljubljana, 2016.

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 10. ANALIZA TVEGANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A Vrsta projekta: PIZ	
Izdelal:		/		/		Klasifikac. oznaka: - - Stran/strani: 1/32	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		Identifikac. oznaka: J E K 2 - - - 2 X 2 0 1 0 Spr.:	

KAZAO VSEBINE

10	ANALIZA TVEGANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI.....	3
10.1	ANALIZA TVEGANJ	3
10.1.1	<i>Tveganja odločanja o izgradnji drugega bloka JEK 2</i>	<i>3</i>
10.1.2	<i>Tveganja v projektu izgradnje drugega bloka JEK 2.....</i>	<i>8</i>
10.2	ANALIZA OBČUTLJIVOSTI	9
10.2.1	<i>Analiza občutljivosti variante 1</i>	<i>10</i>
10.2.2	<i>Analiza občutljivosti variante 2</i>	<i>13</i>
10.2.3	<i>Analiza občutljivosti variante 3</i>	<i>16</i>
10.3	ANALIZA SCENARIJEV	20
10.4	MONTE CARLO SIMULACIJA.....	23
10.5	VIRI.....	32

10 ANALIZA TVEGANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI

10.1 ANALIZA TVEGANJ

Področje tveganj je zelo široko in v veliki meri specifično glede na objekt, ki ga želimo obravnavati. Zaradi tega so tudi definicije tveganj različne in v veliki meri subjektivno zastavljene glede na obravnavani proces [1]. Po standardu ISO 31000:2009 lahko povzamemo naslednjo definicijo tveganja: Organizacije različnih tipov in velikosti so soočene z notranjimi in zunanjimi faktorji in vplivi, ki povzročajo negotovost glede časa, v katerem bo organizacija dosegla svoje cilje in glede tega, če jih sploh bo dosegla. Učinek negotovosti glede doseganja ciljev organizacije je „tveganje“. Podobno kot pri ostalih vidikih obvladovanja procesov je tudi pri obvladovanju tveganj smiselno slediti principom PDCA cikla (ang.: Plan-Do-Check-Act).

Pri procesih, kjer so tveganja učinkovito obvladovana veljajo naslednja načela [1] in sicer upravljanje tveganj:

- ustvarja in ščiti vrednost,
- je sestavni del vseh procesov v organizaciji,
- je sestavni del odločanja,
- izrecno obravnava negotovost,
- je sistematično, strukturirano in pravočasno,
- temelji na najboljših informacijah, ki jih je mogoče pridobiti,
- je prilagojeno,
- upošteva kulturne in človeške faktorje,
- je pregledno in ne izključujoče,
- je dinamično, ponavljajoče se in sposobno odziva na spremembe,
- spodbuja in omogoča neprestano izboljševanje organizacije.

Ključno je delovati po principu predvidevanja in obvladovanja tveganj, kot je to industrijska praksa v jedrskih elektrarnah, in ne po principu učenja na napakah in posledicah neobvladovanih tveganj.

10.1.1 Tveganja odločanja o izgradnji drugega bloka JEK 2

Z vidika zanesljivosti zagotavljanja proizvodnje električne energije [2] so bila prepoznana, analizirana in ocenjena tveganja:

- ki bi se pojavila v primeru **brez odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2**, ta tveganja so tveganja države (**Tabela 10.1-1**),
- ki bi se pojavila v primeru **sprejete odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2**, ta tveganja pa so zbrana tveganja investitorja (**Tabela 10.1-2**).

Za obravnavana tveganja so v nadaljevanju podane stopnje verjetnosti tveganja, možne posledice in podani možni ukrepi. Stopnje verjetnosti tveganja so naslednje:

Nizka	nizka stopnja tveganja
Srednja	srednja stopnja tveganja
Visoka	visoka stopnja tveganja

Tabela 10.1-1: Tveganja in ukrepi v primeru brez odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za državo

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	ukrepi
tržna	Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije	Visoka	Ustvarjanje razmer za oligopolno ponudbo električne energije s posledičnim zviševanjem cene električne energije. Zviševanje cene električne energije ter posledično deindustrializacija in premik gospodarske strukture proti terciarnemu sektorju.	- Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško. - Zakup stabilne dobave določene količine elektrike po fiksnih cenah. - Gradnja lastnih rezervnih konvencionalnih plinsko parnih elektrarn.
	Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev	Nizka	Viri z več izpusti TGP povečujejo možnost za nedoseganje zavez glede izpustov TGP in posledično povečujejo izpostavljenost morebitnim kaznim v prihodnosti (ob neizpolnjevanju zavez trenutno le grožnje).	- Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško.
	Prodaja in nakup električne energije	Visoka	Izpostavljenost monopolnim pritiskom in zvišanjem cen električne energije zaradi nezadostnih lastnih proizvodnih kapacitet. Verjetni marginalni proizvajalec (plinska tehnologija) bo narekoval ceno, hkrati bo trg odvisen od variabilne (nestabilne) cene zemeljskega plina.	- Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško. ali - So-investiranje pri gradnji jedrskih elektrarn na za Slovenijo relevantnem trgu električne energije (Madžarska, Češka). ali - Dolgoročen zakup električne energije po fiksni ceni (možnosti zanj so majhne), nižji od tiste iz konvencionalnih plinsko parnih elektrarn.
netržna	Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet	Visoka	Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije zaradi nezadostnih kapacitet. Močno povečanje uvozne odvisnosti države.	- Jasna energetska politika s pravočasnim izvajanjem. - Pravočasno pričeti postopke za odpravljanje ovir glede umeščanja v prostor.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	ukrepi
	Zadostnost energije in moči	Visoka	Neustrezno obvladovanje proizvodnje iz OVE povzroči nestabilnost in zmanjša robustnost EES. Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije.	- Izgradnjo novih kapacitet katerih tehnologija lahko dovolj zanesljivo in kakovostno pokrije povečane potrebe. - Potrebna je ustrezna in celostna obravnava EES.
	Prenos energije	Nizka	Neustrezno razvit prenosni sistem povzroči težave pri vključevanju novih proizvodnih enot. Težave pri izvozu/uvozu električne energije: nedelovanje trga in zmanjšana stabilnost sistema.	- Ustrezno planiranje razvoja sistema in pravočasne aktivnosti za umeščanje novih povezav. - Dobro meddržavno sodelovanje ob ustrezni stopnji samozadostnosti.
varnostna	EES kot kritična infrastruktura	Srednja	Ob morebitnem nedelovanju EES se pojavi velika neposredna in posredna družbena škoda. Nepravočasno ukrepanje za delovanje EES kot kritične infrastrukture povzroči slabšanje splošnih razmer v družbi z dolgoročnimi posledicami.	- Ustrezno načrtovanj sistema, vgradnja redundantnih sklopov, visoka kakovost sklopov, ustrezno vzdrževanje in pravočasna zamenjava odsluženih sistemov. - Vgradnja ustreznih sistemov varovanja objektov.
	Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)	Srednja	Nezmožnost dobave električne energije ob izrednih dogodkih (tehnično nemogoč uvoz) ima velike gospodarske posledice. Uvozna odvisnost bi vplivala na povečanje cene električne energije.	- Investirati v nove plinsko parne elektrarne (postaviti tudi ustrezno velika skladišča zemeljskega plina).

Tabela 10.1-2: Tveganja in ukrepi v primeru odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za investitorja

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
tržna	Obvladovanje stroškov	Srednja	Neobvladovanje stroškov povzroči zamude pri projektu z dodatnimi stroški. Izpad prihodkov ob težavah med delovanjem oziroma izpadih med obratovanjem.	- Pravočasna zaznava morebitnih zamud in obvladovanje s vzpostavitvijo ustreznih mehanizmov. - Pravočasna zaznava premajhnega obsega sredstev ali napačnega načina financiranja in pravočasno ukrepanje.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
	Finančna, kreditna in valutna tveganja	Visoka	Zviševanje stroškov investicije, tudi zaradi dražjega zadolževanja kot posledice finančnih, kreditnih in valutnih tveganj.	<ul style="list-style-type: none"> - Cene pomembnejših delov opreme ali cena gradnje na ključ naj se ves čas meri v evrih. - Za sklenitev kreditnih pogodb bo potrebno izbrati obdobje, ko bo imela RS visok kreditni rating, obveznica RS pa nizke zahtevane donose.
	Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije	Srednja	<p>Zmanjšanje konkurenčnosti elektrike iz novega objekta ob morebitnem neobvladovanju stroškov izgradnje.</p> <p>Zmanjšana konkurenčnost elektrike iz novega objekta zaradi subvencij drugih proizvodnih virov.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Zakup zadostnih prenosnih poti in zagotovitev zadostnega obsega dolgoročnih pogodb o dobavi električne energije za kupce na širšem (relevantnem) trgu ter zahtevati recipročnost s strani RS, če druge države izvajajo protekcionizem. - Oblikovati model financiranja (dolgoročne obveznice, partnerstvo z dolgoročnim nakupom).
	Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah	Srednja	<p>Zamude pri izgradnji ter povečevanje stroškov gradnje objekta.</p> <p>Neskladnost objekta z načrtovanimi specifikacijami.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pravočasna analiza in izbira ustreznih tehničnih rešitev, zadostnost finančnih sredstev ter ustrezna izbira sodelujočih strokovnjakov. - Izbira ustreznih izvajalcev in aktivno spremljanje izvajanja projekta. - Zadostnost in izobraženost kadrov ter kakovost zunanjih storitev med obratovanjem.
netržna	Politična	Visoka	<p>Predolgo odločanje o rabi jedrske energije odloži začetek izgradnje.</p> <p>Visoki stroški ob spremembi odločitve o rabi jedrske energije po začetku gradnje novega objekta.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Aktivno sodelovanje v mednarodnih organizacijah in objektivno ocenjevanje ter preprečevanje morebitnih negativnih vplivov uporabe jedrske energije. - Aktivno spodbujanje postopka za sprejetje ustrezne energetske politike.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
				- Spodbujanje odprte, argumentirane in objektivne razprave z nasprotniki nadaljnje uporabe jedrske energije.
	Regulatorna	Nizka	Spreminjanje pogojev med gradnjo povzroči zamude in povečanje stroškov.	- Spremljanje regulative izvajanje postopkov za njeno pravočasno zadostitev.
	Vodenje projekta	Nizka	Zamude pri gradnji zaradi neustreznega vodenja projekta. Vplivi slabega vodenja posameznih faz gradnje negativno vplivajo na poznejše (dobro) vodene faze.	- Pravočasna izbira kompetentne in strokovne skupine za vodenje projekta. Pravočasno in kakovostno ter finančno vzdržno zaključevanje posameznih faz projekta.
	Pravno/pogodbena	Srednja	Zamude pri gradnji zaradi neizpolnjevanja pogodbenih obveznosti. Neustrezne rešitve pri gradnji zaradi slabo določenih pogodbenih razmerij.	- Sodelovanje kompetentnih strokovnjakov pri urejanju pogodbenih razmer. - Kakovosten nadzor in spremljanje izvajanja del ter pravočasno ukrepanje v primeru odstopanj od pogodbenih obveznosti.
	Strateška	Nizka	Zmanjšanje sredstev za druge strateške naložbe zaradi velikega angažmaja pri gradnji novega bloka JE.	- Pred začetkom gradnje je potrebno preučiti tudi ostale opcije nadaljnega razvoja podjetja.
varnostna	Varnostna	Nizka	Zmanjševanje odpornosti sistema zaradi nezadostnega in nepravočasnega izpolnjevanja varnostnih zahtev. Povečanja stroškov za varnostne zahteve, ki so se lahko zaostriale med ali po gradnji.	- Vzdrževanja visokega stanja varnosti objekta ter nadgrajevanje ob morebitnih zaznanih spremembah (novih grožnjah). - Aktivno sodelovanje z različnimi družbenimi subjekti, ki pokrivajo tovrstna tveganja na državni in tudi meddržavni ravni.

10.1.2 Tveganja v projektu izgradnje drugega bloka JEK 2

Za namene ocenjevanja tveganj na projektu JEK 2 je bil razvit priročnik, ki omogoča identificiranje, ocenjevanje in upravljanje s tveganji, ki se nanašajo na projekt.

Priročnik je pripravljen skladno z:

- *ISO 31000:2009 Risk Management – Principles and guidelines on implementation*,
- procesom sistema vodenja kakovosti 4-1-6 *Obvladovanje tveganj* za projekt JEK 2,
- *ANSI/PMI 99-001-2008: A Guide to the Project Management Body of Knowledge*.

Za obvladovanje tveganj sta pomembna tako okvir ocene tveganj kot tudi sam proces obvladovanja, kar omogoča boljše poslovne odločitve z boljšim upoštevanjem negotovosti vpletenih v poslovanje in daje možnost predvidevanja prihodnjih dogodkov.

Identifikacija tveganj

V okviru identifikacije tveganj izvedbe projekta JEK 2 je bil pripravljen preliminarri nabor projektnih tveganj. Nabor tveganj je razvilo svetovalno podjetje na podlagi korporativnih izkušenj pri vodenju projektov novih jedrskih elektrarn, izkušenj vodij projektov, izkušenj organizacij in posameznikov, vključenih v projekte izgradnje novih jedrskih elektrarn po svetu ter drugih skupin in vladnih agencij po svetu. Kot nadgradnja preliminarnemu naboru projektnih tveganj so bile dodane tudi ocene tveganj, ki so jih podali posamezni déležniki. Predstavniki déležnikov so kot pomoč pri razumevanju projekta, razumevanju procesa ocene tveganj ter tipičnih tveganjih, ki bi jih lahko identificirali kot verodostojne, prejeli ustrezno dokumentacijo.

Aktivnosti s področja tveganj so bile usmerjene v končni nabor, ki vključuje 281 različnih tveganj, ta pa so bila razdeljena v naslednjih 15 področij tveganj (GEN RMM, appx. 4 [3]):

1. Varnost in zdravje
2. Vodenje/projektno vodenje
3. Finance
4. Varovanje okolja
5. Licenciranje in regulatorne zadeve
6. Skupnosti, socialno-politično področje
7. Pravne in pogodbene zadeve
8. Inženiring in projektiranje
9. Tehnologija
10. Kakovost
11. Dobavna veriga
12. Izvedljivost transporta
13. Izgradnja
14. Prenos in distribucija energije
15. Obratovanje in vzdrževanje

Verjetnost in posledice ter ocena tveganj

Stopnja tveganja je produkt ali kombinacija verjetnosti nastanka tveganja in posledic za projekt, ko tveganje nastane. Verjetnost dogodka je kvalitativno ocenjena kot: redka, malo verjetna, zmerna, verjetna in zelo verjetna. Posledice pa so kategorizirane kot: nepomembne, manjše, zmerne, večje in katastrofalne.

Za kvalitativno evalvacijo tveganj na projektu JEK 2 je bila izdelana komparativna lestvica posledic za naslednja področja:

- Varnost in zdravje
- Okolje
- Financiranje
- Vpliv stroškov
- Reševanje nujnih zadev
- Časovni plan

Uporaba specifične lestvice za projekt omogoča primerjavo med postavkami ter uvršča posledice smiselno glede na obseg in trajanje projekta.

Vrednotenje tveganj

Vrednotenje tveganj se opravi na osnovi predhodne identifikacije projektnih tveganj in združevanja v skupna področja tveganj, kvantitativnega določanja verjetnosti in posledic ter posledičnega ugotavljanja stopnje tveganja. Ta proces vrednotenja omogoča investitorju identifikacijo ključnih tveganj z namenom usmerjanja virov v učinkovito izvajanje omilitvenih ukrepov.

Obvladovanje tveganj

V okviru analize tveganj so bila identificirana in ovrednotena tveganja, povezana s projektom JEK 2, prav tako pa predlagani ukrepi za obvladovanje vseh ključnih tveganj. Izvedena je bila ponovna ocena tveganj z upoštevanjem omilitvenih ukrepov. Ker gre za kompleksno problematiko obravnave tveganj, vseh ugotovitev in ukrepov za obvladovanje tveganj ni možno združiti v kratek povzetek. Rezultati analize tveganj so podani v dokumentih:

- GEN RMM, Risk Management Manual, KRSKO-2-LI-011-PM-0001, Rev. 0, maj 2010 [3],
- GEN RMPP, Risk Management Process and Procedures, KRSKO-2-LI-011-PM-0002, Rev. A, marec 2010 [4].

10.2 ANALIZA OBČUTLJIVOSTI

V tem poglavju prikazujemo standardno analizo občutljivosti pri kateri smo glavne vhodne podatke spreminjali v območju $\pm 40\%$. Nekatere podatke smo spreminjali v manjšem obsegu, ker spremembe padejo izven realnih obsegov. Na primer pri številu ur obratovanja je analizirano samo zniževanje števila ur obratovanja. Saj je nerealno pričakovati, da bi število ur obratovanja lahko povečevali preko 8.400 ur. Nekatere podatke (WACC) pa smo obravnavali v širšem obsegu in sicer od -90% do $+100\%$.

Analiza občutljivosti je bila izdelana na:

- obseg investicijskih stroškov,
- prodajno ceno pasovne električne energije,
- spremembo stroškov goriva,
- ure obratovanja,
- dobo projekta,
- diskontno stopnjo (WACC).

Rezultati analize občutljivosti so prikazani s kazalniki neto sedanje vrednosti, diskontirane cene električne energije (Levelised Costs Of Electricity), interne stopnje donosnosti in navadne dobe vračanja sredstev. Doba vračanja vloženih sredstev je izkazana v letih od začetka obratovanja nove enote in ne upošteva časovne vrednosti denarja.

10.2.1 Analiza občutljivosti variante 1

Tabela 10.2-1: Analiza občutljivosti s spreminjanjem obsega investicijskih vlaganj

Sprememba podatka v %		Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Investicija	Investicija	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v mio EUR)	(v mio EUR)	(v EUR/MWh)	(v %)	(v letih)
-40%	3.139	4.554	33,21	9,74%	8
-30%	3.662	4.074	36,60	8,58%	9
-20%	4.185	3.594	39,99	7,63%	10
-10%	4.708	3.114	43,39	6,83%	11
0%	5.231	2.634	46,78	6,15%	12
10%	5.754	2.154	50,17	5,55%	14
20%	6.277	1.675	53,56	5,02%	15
30%	6.800	1.195	56,95	4,55%	16
40%	7.323	708	60,34	4,12%	17

Tabela 10.2-2: Analiza občutljivosti s spreminjanjem prodajne cene pasovne energije

Sprememba podatka v %	Prodajna cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Prodajna cena elektrike	elektrike	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/MWh)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	44,40	-1.082	46,78	2,27%	32
-30%	51,80	-101	46,78	3,45%	20
-20%	59,20	826	46,78	4,44%	16
-10%	66,60	1.730	46,78	5,32%	14
0%	74,00	2.634	46,78	6,15%	12
10%	81,40	3.539	46,78	6,92%	11
20%	88,80	4.443	46,78	7,65%	10
30%	96,20	5.347	46,78	8,35%	9
40%	103,60	6.252	46,78	9,02%	8

Tabela 10.2-3: Analiza občutljivosti s spreminjanjem stroškov goriva

Sprememba podatka v %	Cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Stroški goriva	goriva	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/kg)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	1.173	2.875	44,82	6,36%	12
-30%	1.369	2.815	45,31	6,31%	12
-20%	1.564	2.755	45,80	6,25%	12
-10%	1.760	2.695	46,29	6,20%	12
0%	1.955	2.634	46,78	6,15%	12
10%	2.151	2.574	47,26	6,09%	13
20%	2.346	2.514	47,75	6,04%	13
30%	2.542	2.454	48,24	5,98%	13
40%	2.737	2.394	48,73	5,93%	13

Tabela 10.2-4: Analiza občutljivosti s spreminjanjem ur obratovanja

Sprememba podatka v %	Ure	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Ure obratovanja	obratovanja	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v urah)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	4.800	-1.009	76,90	2,36%	31
-30%	5.600	-49	66,14	3,50%	19
-20%	6.400	858	58,07	4,47%	16
-10%	7.200	1.746	51,80	5,34%	14
0%	8.000¹	2.634	46,78	6,15%	12
5%	8.400	3.078	44,73	6,52%	11

Tabela 10.2-5: Analiza občutljivosti s spreminjanjem dobe projekta

Sprememba podatka v %	Doba	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Doba projekta	projekta	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v letih)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	6	3.640	43,39	7,86%	13
-30%	7	3.371	44,22	7,29%	13
-20%	8	3.116	45,05	6,85%	13
-10%	9	2.865	45,93	6,46%	13
0%	10	2.634	46,78	6,15%	12
10%	11	2.412	47,61	5,86%	12
20%	12	2.204	48,40	5,63%	12
30%	13	1.965	49,47	5,35%	12
40%	14	1.768	50,32	5,15%	12

¹ Razpoložljivost proizvodnje pri 8.000 obratovalnih urah je 91,3 %.

Tabela 10.2-6: Analiza občutljivosti s spreminjanjem diskontne stopnje (WACC)

Sprememba podatka v %	Disk.st.	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
WACC	WACC	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v %)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-90%	0,36%	14.422	30,15	6,15%	12
-80%	0,71%	12.089	31,60	6,15%	12
-70%	1,07%	10.127	33,15	6,15%	12
-60%	1,42%	8.472	34,80	6,15%	12
-50%	1,78%	7.072	36,56	6,15%	12
-40%	2,14%	5.883	38,41	6,15%	12
-30%	2,49%	4.872	40,36	6,15%	12
-20%	2,85%	4.008	42,41	6,15%	12
-10%	3,20%	3.269	44,55	6,15%	12
0%	3,56%	2.634	46,78	6,15%	12
10%	3,91%	2.089	49,09	6,15%	12
20%	4,27%	1.618	51,49	6,15%	12
30%	4,63%	1.211	53,96	6,15%	12
40%	4,98%	859	56,52	6,15%	12
50%	5,34%	553	59,14	6,15%	12
60%	5,69%	288	61,84	6,15%	12
70%	6,05%	57	64,61	6,15%	12
80%	6,41%	-145	67,44	6,15%	12
90%	6,76%	-320	70,33	6,15%	12
100%	7,12%	-473	73,29	6,15%	12



Slika 10.2-1: Analiza občutljivosti, varianta 1

10.2.2 Analiza občutljivosti variante 2

Tabela 10.2-7: Analiza občutljivosti s spreminjanjem obsega investicijskih vlaganj

Sprememba podatka v %		Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Investicija	Investicija	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v mio EUR)	(v mio EUR)	(v EUR/MWh)	(v %)	(v letih)
-40%	4.315	7.072	30,91	10,39%	7
-30%	5.035	6.411	34,12	9,18%	8
-20%	5.754	5.750	37,32	8,20%	9
-10%	6.473	5.090	40,53	7,37%	11
0%	7.192	4.429	43,74	6,65%	12
10%	7.912	3.768	46,94	6,04%	13
20%	8.631	3.108	50,15	5,49%	14
30%	9.350	2.447	53,36	5,00%	15
40%	10.069	1.786	56,56	4,56%	16

Tabela 10.2-8: Analiza občutljivosti s spreminjanjem prodajne cene pasovne energije

Sprememba podatka v %	Prodajna cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Prodajna cena elektrike	elektrike	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/MWh)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	44,40	-917	43,74	2,78%	25
-30%	51,80	469	43,74	3,93%	18
-20%	59,20	1.797	43,74	4,92%	15
-10%	66,60	3.113	43,74	5,82%	13
0%	74,00	4.429	43,74	6,65%	12
10%	81,40	5.745	43,74	7,44%	10
20%	88,80	7.061	43,74	8,19%	9
30%	96,20	8.377	43,74	8,91%	9
40%	103,60	9.693	43,74	9,60%	8

Tabela 10.2-9: Analiza občutljivosti s spreminjanjem stroškov goriva

Sprememba podatka v %	Cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Stroški goriva	goriva	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/kg)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	1.173	4.787	41,74	6,88%	11
-30%	1.369	4.697	42,24	6,82%	11
-20%	1.564	4.608	42,74	6,77%	11
-10%	1.760	4.518	43,24	6,71%	11
0%	1.955	4.429	43,74	6,65%	12
10%	2.151	4.340	44,23	6,60%	12
20%	2.346	4.250	44,73	6,54%	12
30%	2.542	4.161	45,23	6,48%	12
40%	2.737	4.071	45,73	6,43%	12

Tabela 10.2-10: Analiza občutljivosti s spreminjanjem ur obratovanja

Sprememba podatka v %	Ure	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Ure obratovanja	obratovanja	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v urah)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	4.800	-831	72,00	2,86%	24
-30%	5.600	529	61,91	3,98%	18
-20%	6.400	1.836	54,33	4,95%	15
-10%	7.200	3.133	48,45	5,83%	13
0%	8.000	4.429	43,74	6,65%	12
5%	8.400	5.077	41,81	7,14%	11

Tabela 10.2-11: Analiza občutljivosti s spreminjanjem dobe projekta

Sprememba podatka v %	Doba	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Doba projekta	projekta	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v letih)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	6	5.927	40,54	8,62%	8
-30%	7	5.528	41,32	7,96%	9
-20%	8	5.148	42,10	7,46%	10
-10%	9	4.774	42,94	7,00%	11
0%	10	4.429	43,74	6,65%	12
10%	11	4.095	44,52	6,34%	12
20%	12	3.782	45,27	6,08%	13
30%	13	3.425	46,28	5,77%	14
40%	14	3.127	47,08	5,55%	15

Tabela 10.2-12: Analiza občutljivosti s spreminjanjem diskontne stopnje (WACC)

Sprememba podatka v %	Disk.st.	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
WACC	WACC	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v %)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-90%	0,36%	22.170	28,02	6,65%	12
-80%	0,71%	18.668	29,39	6,65%	12
-70%	1,07%	15.721	30,86	6,65%	12
-60%	1,42%	13.233	32,42	6,65%	12
-50%	1,78%	11.125	34,08	6,65%	12
-40%	2,13%	9.335	35,83	6,65%	12
-30%	2,49%	7.810	37,67	6,65%	12
-20%	2,85%	6.506	39,61	6,65%	12
-10%	3,20%	5.389	41,63	6,65%	12
0%	3,56%	4.429	43,74	6,65%	12
10%	3,91%	3.602	45,92	6,65%	12
20%	4,27%	2.887	48,19	6,65%	12
30%	4,62%	2.268	50,53	6,65%	12
40%	4,98%	1.732	52,94	6,65%	12
50%	5,34%	1.265	55,42	6,65%	12
60%	5,69%	859	57,96	6,65%	12
70%	6,05%	504	60,57	6,65%	12
80%	6,40%	195	63,24	6,65%	12
90%	6,76%	-76	65,97	6,65%	12
100%	7,12%	-313	68,76	6,65%	12



Slika 10.2-2: Analiza občutljivosti, varianta 2

10.2.3 Analiza občutljivosti variante 3

Tabela 10.2-13: Analiza občutljivosti s spreminjanjem obsega investicijskih vlaganj

Sprememba podatka v %		Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Investicija	Investicija	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v mio EUR)	(v mio EUR)	(v EUR/MWh)	(v %)	(v letih)
-40%	5.212	10.163	27,91	11,56%	7
-30%	6.080	9.387	30,76	10,28%	8
-20%	6.949	8.611	33,60	9,23%	9
-10%	7.818	7.836	36,44	8,35%	10
0%	8.686	7.060	39,29	7,59%	11
10%	9.555	6.285	42,13	6,94%	12
20%	10.423	5.509	44,97	6,36%	13
30%	11.292	4.723	47,82	5,84%	14
40%	12.161	3.937	50,66	5,37%	15

Tabela 10.2-14: Analiza občutljivosti s spreminjanjem prodajne cene pasovne energije

Sprememba podatka v %	Prodajna cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Prodajna cena elektrike	elektrike	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/MWh)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	44,40	48	39,29	3,60%	20
-30%	51,80	1.813	39,29	4,74%	16
-20%	59,20	3.569	39,29	5,77%	14
-10%	66,60	5.320	39,29	6,72%	12
0%	74,00	7.060	39,29	7,59%	11
10%	81,40	8.801	39,29	8,42%	10
20%	88,80	10.541	39,29	9,21%	9
30%	96,20	12.281	39,29	9,96%	8
40%	103,60	14.021	39,29	10,68%	8

Tabela 10.2-15: Analiza občutljivosti s spreminjanjem stroškov goriva

Sprememba podatka v %	Cena	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Stroški goriva	goriva	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v EUR/kg)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	1.173	7.523	37,33	7,83%	11
-30%	1.369	7.408	37,82	7,77%	11
-20%	1.564	7.292	38,31	7,71%	11
-10%	1.760	7.176	38,80	7,65%	11
0%	1.955	7.060	39,29	7,59%	11
10%	2.151	6.945	39,77	7,54%	11
20%	2.346	6.829	40,26	7,48%	11
30%	2.542	6.713	40,75	7,42%	11
40%	2.737	6.597	41,24	7,36%	11

Tabela 10.2-16: Analiza občutljivosti s spreminjanjem ur obratovanja

Sprememba podatka v %	Ure	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Ure obratovanja	obratovanja	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v urah)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	4.800	157	64,56	3,67%	20
-30%	5.600	1.893	55,54	4,79%	16
-20%	6.400	3.622	48,76	5,80%	14
-10%	7.200	5.346	43,50	6,73%	12
0%	8.000	7.060	39,29	7,59%	11
5%	8.400	7.917	37,57	8,03%	10

Tabela 10.2-17: Analiza občutljivosti s spreminjanjem dobe projekta

Sprememba podatka v %	Doba	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
Doba projekta	projekta	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v letih)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-40%	6	8.980	36,71	9,82%	7
-30%	7	8.440	37,45	9,00%	8
-20%	8	8.004	37,94	8,56%	9
-10%	9	7.505	38,67	7,98%	10
0%	10	7.060	39,29	7,59%	11
10%	11	6.653	39,77	7,24%	12
20%	12	6.255	40,29	6,94%	13
30%	13	5.734	41,29	6,56%	14
40%	14	5.270	42,18	6,26%	15

Tabela 10.2-18: Analiza občutljivosti s spreminjanjem diskontne stopnje (WACC)

Sprememba podatka v %	Disk.st.	Neto sedanja	Levelised	Interna stop.	Navadna doba
WACC	WACC	vrednost	Costs	donos.	vračanja sreds.
	(v %)	(v EUR)	(v EUR)	(v %)	(v letih)
-90%	0,36%	32.117	25,35	7,59%	11
-80%	0,71%	27.166	26,56	7,59%	11
-70%	1,07%	23.000	27,86	7,59%	11
-60%	1,43%	19.485	29,24	7,59%	11
-50%	1,78%	16.509	30,71	7,59%	11
-40%	2,14%	13.981	32,26	7,59%	11
-30%	2,49%	11.828	33,90	7,59%	11
-20%	2,85%	9.989	35,62	7,59%	11
-10%	3,21%	8.414	37,41	7,59%	11
0%	3,56%	7.060	39,29	7,59%	11
10%	3,92%	5.894	41,23	7,59%	11
20%	4,28%	4.888	43,25	7,59%	11
30%	4,63%	4.016	45,34	7,59%	11
40%	4,99%	3.260	47,50	7,59%	11
50%	5,34%	2.603	49,72	7,59%	11
60%	5,70%	2.030	52,00	7,59%	11
70%	6,06%	1.531	54,34	7,59%	11
80%	6,41%	1.094	56,74	7,59%	11
90%	6,77%	712	59,20	7,59%	11
100%	7,13%	378	61,71	7,59%	11



Slika 10.2-3: Analiza občutljivosti, varianta 3

Iz prikazanih rezultatov in s slik vidimo, da je investicija v vseh treh variantah skoraj enako občutljiva na spremembo posameznega vhodnega podatka. V spodnji tabeli (**Tabela 10.2-19**) prikazujemo odstotek spremembe neto sedanje vrednosti (NSV), če se vrednost posameznega podatka spremeni za 10 %.

Tabela 10.2-19: Sprememba NSV ob 10 % spremembi vhodnega podatka

Pri zmanjšanju vhodnega podatka za 10% se NSV spremeni	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Investicije	18%	15%	11%
Prodajna cena elektrike	-34%	-30%	-25%
Stroški goriva	2%	2%	2%
Ure obratovanja	-34%	-29%	-24%
Doba projekta	9%	8%	6%
WACC	24%	22%	19%

Sprememba investicijskih stroškov za 10 % povzroči od 11 do 18 % spremembo NSV. Najbolj se na spremembo investicij odzove varianta 1 najmanj pa varianta 3.

Deset odstotna sprememba prodajne cene električne energije se odrazi v največji spremembi NSV, ki se spremeni za od 25 do 34 %. Pri 10 % spremembi stroškov goriva se NSV spremeni le za 2 %.

Sprememba števila obratovalnih ur za 10 % pomeni od 24 do 34 % spremembo NSV

Pri 10 % spremembi dobe projekta, to je pri podaljšanju ali skrajšanju dobe projekta JEK 2 za eno leto se NSV spremeni za 6 do 9 %. Pri tem moramo poudariti, da se poleg zamika vlaganj spreminja tudi investicijska vrednost projekta. V primeru podaljšanja dobe projekta za eno leto se povečajo tudi stroški investicije v višini 1 % vlaganj v ostale stroške in obratno. Podaljšanje dobe vlaganj v pripravljalnem obdobju nima tako velikega vpliva na stroške, kot jih ima lahko podaljšanje dobe izgradnje, zato analiza občutljivosti upošteva podaljšanje dobe vlaganj v dobi izgradnje.

Deset odstotna sprememba diskontne stopnje (WACC) povzroči od 19 do 24 % spremembo NSV.

Na nekatere od analiziranih parametrov ima investitor omejen vpliv, na primer na prodajno ceno električne energije. Lahko pa investitor z dobro organizacijo in pripravo na investicijo pomembno vpliva na roke izgradnje.

10.3 ANALIZA SCENARIJEV

Analiza scenarijev obsega prikaz rezultatov ekonomske upravičenosti za določen način obratovanja investicije. Osnovni scenarij obratovanja, katerega rezultate smo prikazovali do sedaj, je obratovanje elektrarne v pasu. V analizi smo obdelali še dva scenarija:

- scenarij pretežnega pasovnega obratovanja z zagotavljanjem sistemskih storitev in
- scenarij obratovanja sledenje bremenu (trapez).

Scenarij pretežnega pasovnega obratovanja z zagotavljanjem sistemskih storitev in sicer s procesom vzdrževanja frekvence (primarna regulacija frekvence) ter z avtomatski procesom povrnitve frekvence (sekundarna regulacija frekvence). Pri tem je upoštevano ± 20 MW za primarno regulacijo frekvence ter ± 60 MW za sekundarno regulacijo frekvence. Dejanski čas izvajanja storitve je ocenjen v višini 1/14 časa obratovanja na polnem obsegu. Cene sistemskih storitev so predstavljene v poglavju 4.7 Ocena prihodkov v pričakovani življenjski dobi.

Rezultati scenarija zagotavljanja sekundarne regulacije so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 10.3-1**).

Tabela 10.3-1: Rezultati upravičenosti pri scenariju zagotavljanja sistemskih storitev

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Statični kazalniki			
Lastna cena EUR/MWh	39,12	35,72	31,77
Stroškovna cena EUR/MWh	34,24	31,19	27,86
Točka preloma v povprečnem letu	49,5%	44,5%	38,9%
Doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	23	22	21
Doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	13	12	11
Dinamični kazalniki			
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Diskontirana cena električne energije (Levelised costs) (v EUR/MWh)	50,09	45,82	40,63
Kazalniki upravičenosti investicije			
Diskontirana doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	31	28	26
Diskontirana doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	21	18	16
Neto sedanja vrednost (v mio EUR)	2.188	3.981	6.634
Interna stopnja donosnosti (%)	5,75%	6,38%	7,39%
Količnik relativne koristnosti	1,26	1,34	1,46
Relativna neto sedanja vrednost	0,44	0,58	0,83
Sprememba glede na osnovno varianto			
Sprememba ISD v %	-6,5%	-4,2%	-2,7%
Sprememba NSV v %	-17,0%	-10,1%	-6,0%

V scenariju zagotavljanja sistemskih storitev se finančni rezultati poslabšajo, saj ISD pade za 2,7 do 6,5 %, NSV pa za 6,0 do 17,0 %, odvisno od variante.

Tretji scenarij obratovanja JEK 2 predvideva proizvodnjo sledenje bremenu (trapez). Za primerjavo s pasovnim obratovanjem je izdelana ekonomska ocena z upoštevanjem obratovanja sledenje bremenu (trapez). Pri tem se upošteva naslednje parametre: obratovanje v trapezu med tednom 14 ur dnevno, ponoči obratovanje na moči 50 %, prav tako preko vikenda. Diagram obratovanja po scenariju sledenje bremenu (trapez) je prikazan v spodnji sliki (**Slika 10.3-1**). Prodajna cena električne energije v trapezu je za faktor 1,25 večja od pasovne energije. V izračunu je upoštevano tudi linearno znižanje stroškov goriva (skladno z zmanjšanjem obsega proizvodnje). Zaradi takega obratovanja je skupna letna proizvodnja manjša za okoli 33,8 %. Za enak odstotek je upoštevano tudi znižanje stroškov goriva. Rezultati pri takšnem načinu obratovanja so prikazani spodnji tabeli (**Tabela 10.3-2**).



Slika 10.3-1: Diagram obratovanja sledenja bremenu

Tabela 10.3-2: Rezultati upravičenosti pri scenariju sledenja bremenu (trapez)

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Statični kazalniki			
Lastna cena EUR/MWh	47,60	44,31	39,68
Stroškovna cena EUR/MWh	41,35	38,38	34,49
Točka preloma v povprečnem letu	62,1%	57,3%	50,7%
Doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	25	24	23
Doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	15	14	13
Dinamični kazalniki			
Diskontna stopnja (WACC)	3,56%	3,56%	3,56%
Diskontirana cena električne energije (Levelised costs) (v EUR/MWh)	61,58	57,47	51,37
Kazalniki upravičenosti investicije			
Diskontirana doba vračanja sredstev od datuma stalnih cen (v letih)	37	32	29
Diskontirana doba vračanja sredstev od pričetka obratovanja (v letih)	27	22	19
Neto sedanja vrednost (v mio EUR)	1.437	2.678	4.742
Interna stopnja donosnosti (%)	5,05%	5,53%	6,42%

	VARIANTA 1 1 × 1.100 MW _e	VARIANTA 2 1 × 1.600 MW _e	VARIANTA 3 2 × 1.100 MW _e
Količnik relativne koristnosti	1,18	1,24	1,35
Relativna neto sedanja vrednost	0,29	0,39	0,60
Sprememba glede na osnovno varianto			
Sprememba ISD v %	-17,8%	-16,9%	-15,5%
Sprememba NSV v %	-45,4%	-39,5%	-32,8%

Pri obratovanju sledenje bremenu (trapez) so rezultati v primerjavi s pasovnim načinom obratovanja slabši za 15,5 do 17,8 % pri interni stopnji donosnosti. Obratovanje sledenje bremenu (trapez) pa zniža NSV za 32,8 % do 45,4 %.

10.4 MONTE CARLO SIMULACIJA

Analiza občutljivosti obravnava vpliv na upravičenost investicije ob spremembi zgolj enega vhodnega parametra. V praksi pa se najpogosteje hkrati spreminja več vhodnih parametrov, ki imajo medsebojni vpliv na upravičenost investicije. Zato je poleg klasične analize občutljivosti za investicijo izdelana tudi verjetnostna analiza tveganja. Verjetnostna analiza tveganja se je izvedla na podlagi simulacije Monte Carlo z uporabo specializiranega orodja Frontline Analytic Solver Pro [5]. Metoda je sestavljena iz ponavljanja izračunov kazalnikov uspešnosti na podlagi naključnega izbora vrednosti za posamezne spremenljivke v določenih razponih vrednosti. Ta postopek se ponovi v 1.000 ponovitvah, s čimer se pridobi verjetnostno porazdelitev kazalnikov uspešnosti.

Analiza tveganja je izdelana na naslednje vhodne parametre:

- obseg investicijskih stroškov,
- prodajno ceno pasovne električne energije,
- ceno goriva,
- ure obratovanja,
- dobo projekta,
- diskontno stopnjo (WACC).

V verjetnostni analizi tveganj po metodi Monte Carlo so upoštevani vhodni podatki z verjetnostnimi porazdelitvami, standardnimi odkloni in minimalnimi ter maksimalnimi vrednostmi oziroma omejitvami, ki so prikazane v spodnjih tabelah (**Tabela 10.4-1**, **Tabela 10.4-2**, **Tabela 10.4-3**).

Tabela 10.4-1: Vhodni podatki za Monte Carlo simulacijo, varianta 1

	Porazdelitev	Srednja vrednost	Minimum/Omejitev ²	Maksimum/Omejitev ³	Standardni odklon
Obseg investicijskih stroškov (v mio EUR)	Trikotna	5.231	4.708	7.062	-
Prodajna cena pasovne električne energije (v EUR/MWh)	Lognormalna	74,00	48,10	99,90	26
Cena goriva (v EUR/kg)	Lognormalna	1.955	1.564	2.346	391
Ure obratovanja (v h/leto)	Lognormalna	8.000	7.200	8.400	611
Doba projekta (v letih)	Lognormalna	10	9	13	2
WACC (v %)	Lognormalna	3,56%	2,14%	10,68%	4,58%

Tabela 10.4-2: Vhodni podatki za Monte Carlo simulacijo, varianta 2

	Porazdelitev	Srednja vrednost	Minimum (omejitev ⁴)	Maksimum (omejitev ⁵)	Standardni odklon
Obseg investicijskih stroškov (v mio EUR)	Trikotna	7.192	6.473	9.710	-
Prodajna cena pasovne električne energije (v EUR/MWh)	Lognormalna	74,00	48,10	99,90	26
Cena goriva (v EUR/kg)	Lognormalna	1.955	1.564	2.346	391
Ure obratovanja (v h/leto)	Lognormalna	8.000	7.200	8.400	611
Doba projekta (v letih)	Lognormalna	10	9	13	2
WACC (v %)	Lognormalna	3,56%	2,13%	10,67%	4,57%

Tabela 10.4-3: Vhodni podatki za Monte Carlo simulacijo, varianta 3

	Porazdelitev	Srednja vrednost	Minimum (omejitev ⁶)	Maksimum (omejitev ⁷)	Standardni odklon
Obseg investicijskih stroškov (v mio EUR)	Trikotna	8.686	7.818	11.726	-
Prodajna cena pasovne električne energije (v EUR/MWh)	Lognormalna	74,00	48,10	99,90	26
Cena goriva (v EUR/kg)	Lognormalna	1.955	1.564	2.346	391
Ure obratovanja (v h/leto)	Lognormalna	8.000	7.200	8.400	611
Doba projekta (v letih)	Lognormalna	10	9	13	2
WACC (v %)	Lognormalna	3,56%	2,14%	10,69%	4,58%

V spodnjih slikah (**Slika 10.4-1**, **Slika 10.4-2**, **Slika 10.4-3**, **Slika 10.4-4**, **Slika 10.4-5**, **Slika 10.4-6**) so prikazane zgoraj predstavljene porazdelitve vhodnih podatkov z zgornjimi in spodnjimi omejitvami.

² Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.

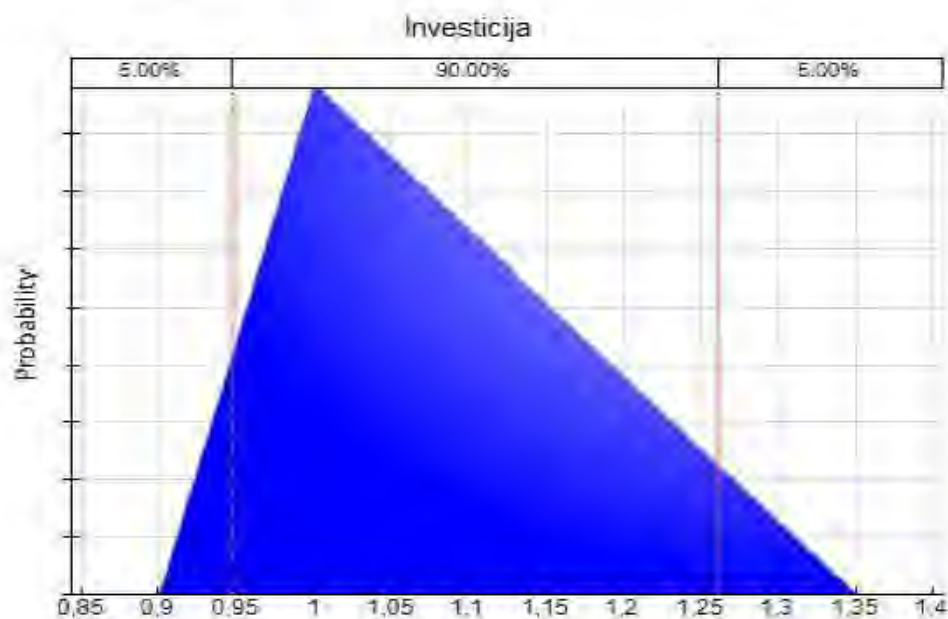
³ Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.

⁴ Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.

⁵ Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.

⁶ Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.

⁷ Omejitev pri vhodnih podatkih z lognormalno distribucijo.



Slika 10.4-1: Trikotna porazdelitev - investicija

Pri investicijski vrednosti je upoštevana trikotna porazdelitev kjer je upoštevano, da se lahko investicijska vrednost giblje od -10 % in +35 %. Spreminjanje višine investicijskih stroškov je neodvisno od ostalih vhodnih podatkov.



Slika 10.4-2: Lognormalna porazdelitev – prodajna cena elektrike

Pri ceni električne energije je predvidena omejena lognormalna distribucija, z omejitvijo -35 % in +35 % glede na izhodiščno vrednost. Torej se cena pasovne električne energije giblje v območju 50 EUR/MWh do 100 EUR/MWh. Cena elektrike je v pozitivni korelaciji s ceno goriva.



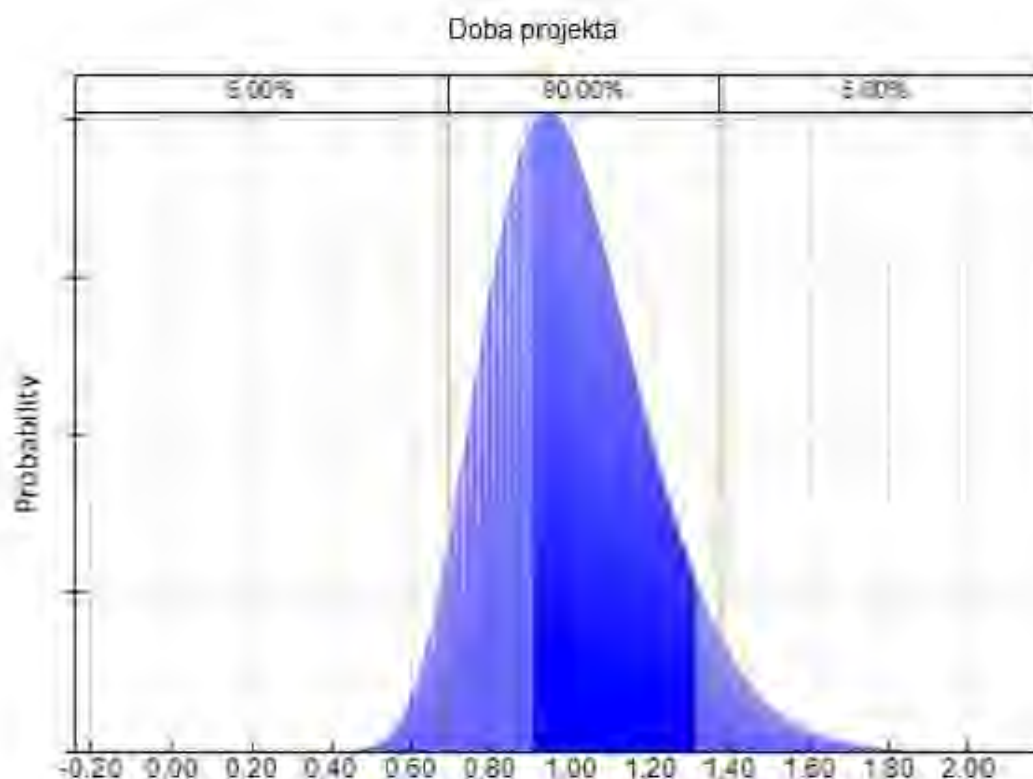
Slika 10.4-3: Lognormalna porazdelitev – stroški goriva

Pri ceni goriva je upoštevana omejena lognormalna distribucija, ki je omejena na -20 % do +20 % glede na izhodiščno vrednost. Cena goriva je korelacijsko povezana s ceno električne energije. Model upošteva sočasno rast ali upadanje vseh cen energentov. Na ta način smo preprečili možna dolgoročna neskladja, kot na primer, da bi cene goriva naraščale, cene električne energije pa bi padale.



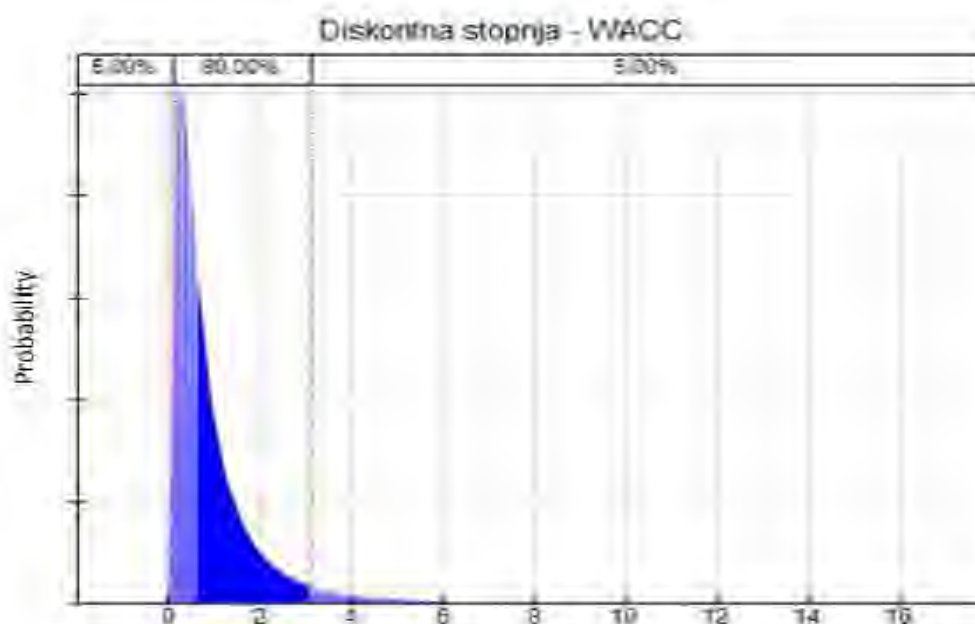
Slika 10.4-4: Lognormalna porazdelitev – ure obratovanja

Pri obsegu proizvodnje je predpostavljena omejena lognormalna distribucija z omejitvijo, da maksimalna vrednost ne presega 8.400 ur obratovanja minimalna pa 7.200 ur.



Slika 10.4-5: Lognormalna porazdelitev – doba projekta

Pri dobi projekta je upoštevana omejena lognormalna distribucija, ki upošteva da doba vlaganj ni krajša od 9 let in v skrajnem primeru ne daljša od 19 let. S tem, da smo v izračunu spreminjali samo obdobje izgradnje, ki v osnovnem scenariju traja 5 let. Torej smo v izračunu dejansko spreminjali obdobje izgradnje med minimalno 4 leti in maksimalno 8 leti.



Slika 10.4-6: Lognormalna porazdelitev – WACC

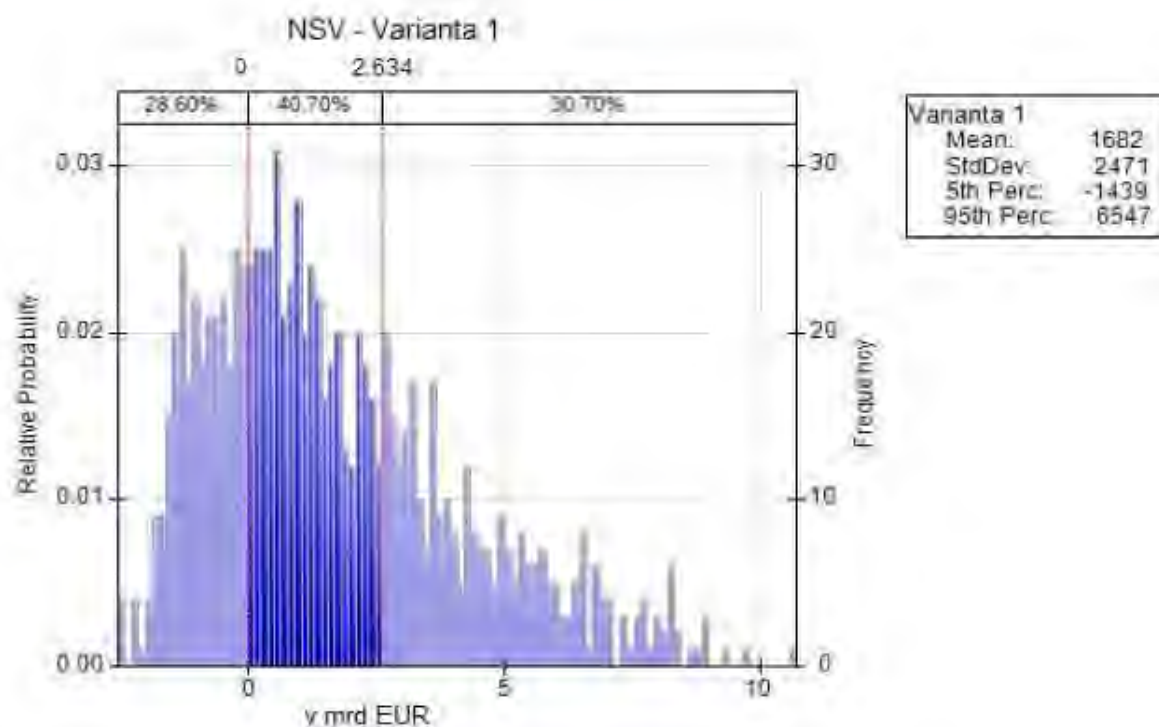
Pri diskontni stopnji (WACC) je predvidena lognormalna distribucija z omejitvijo -40 % in +200 %, kar pomeni, da je WACC omejen od 2,14 % do 10,69 %.

Rezultati verjetnostne analize tveganja po metodi Monte Carlo so prikazani z naslednjima pokazateljema uspešnosti projekta

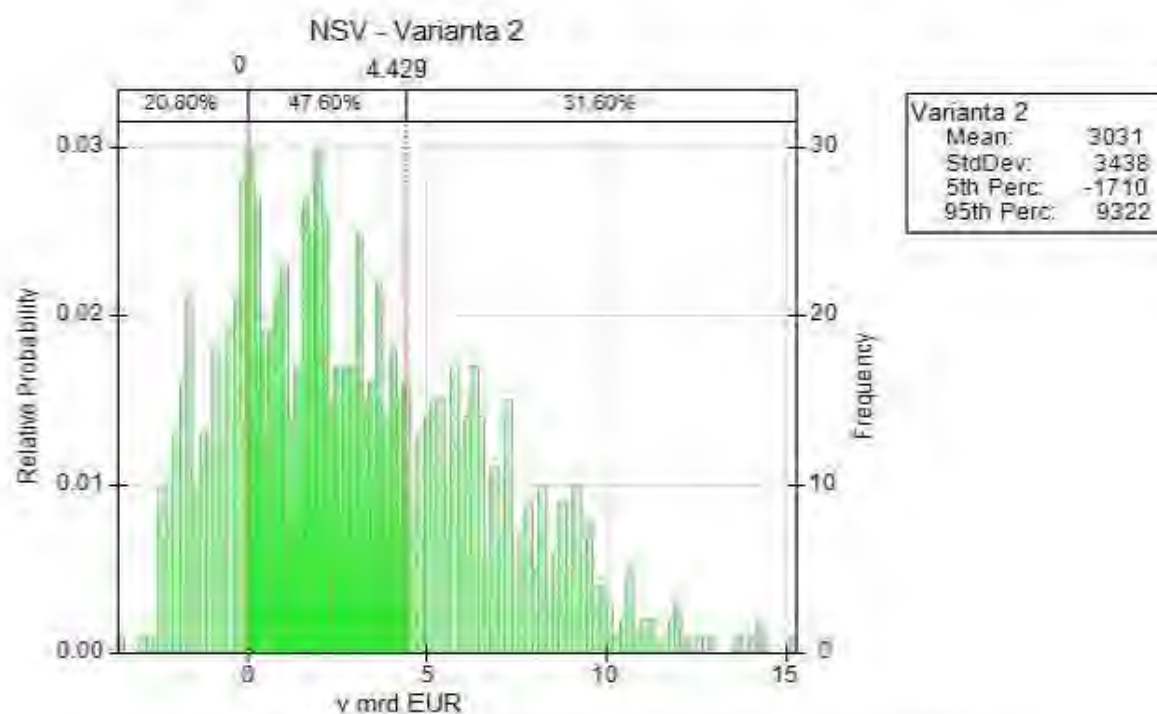
- neto sedanja vrednost (NSV),
- diskontirana cena električne energije (Levelised Costs Of Electricity-LCOE)

V naslednjih slikah (**Slika 10.4-7, Slika 10.4-10, Slika 10.4-8, Slika 10.4-11, Slika 10.4-9, Slika 10.4-12**) so prikazani rezultati verjetnostne analize tveganja po metodi Monte Carlo, v katerih je prikazan izračun verjetnosti, da bo neto sedanja vrednost pozitivna oziroma večja od 0 ter izračun verjetnostne porazdelitve diskontirane lastne cene električne energije (LCOE).

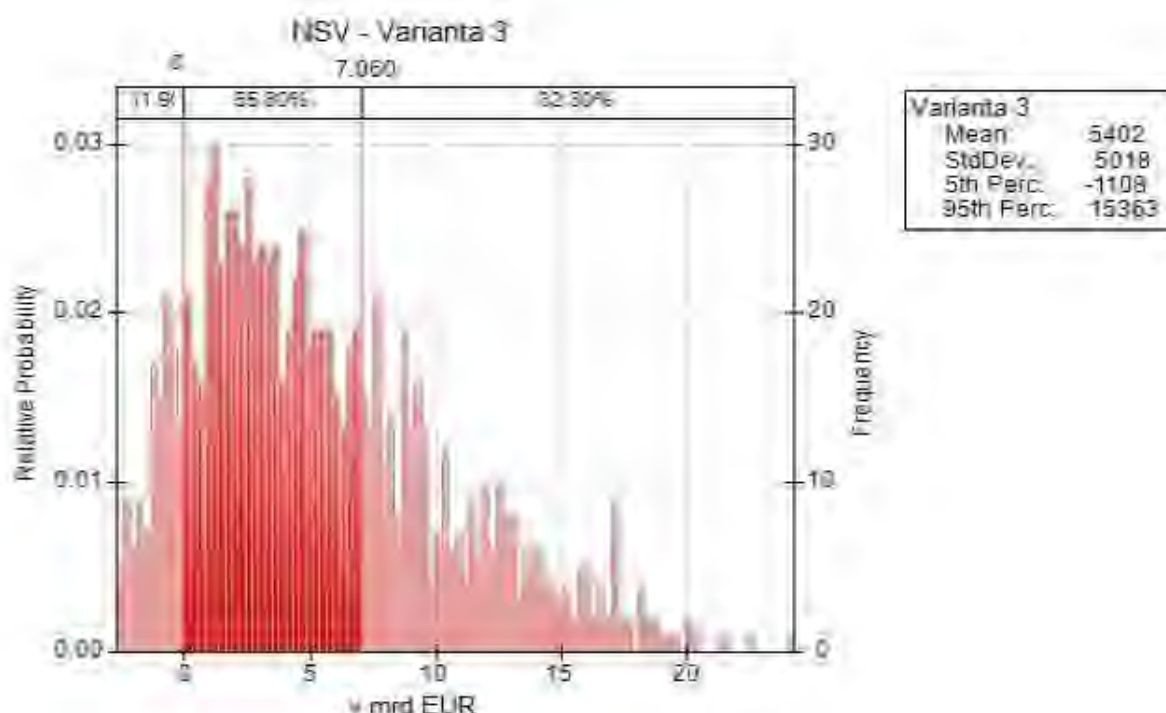
V okvirčku desno od grafov so predstavljeni nekateri statistični podatki (povprečna vrednost, standardna deviacija, 5 percentila in 95 percentila).



Slika 10.4-7: Monte Carlo simulacija, neto sedanja vrednost, varianta 1

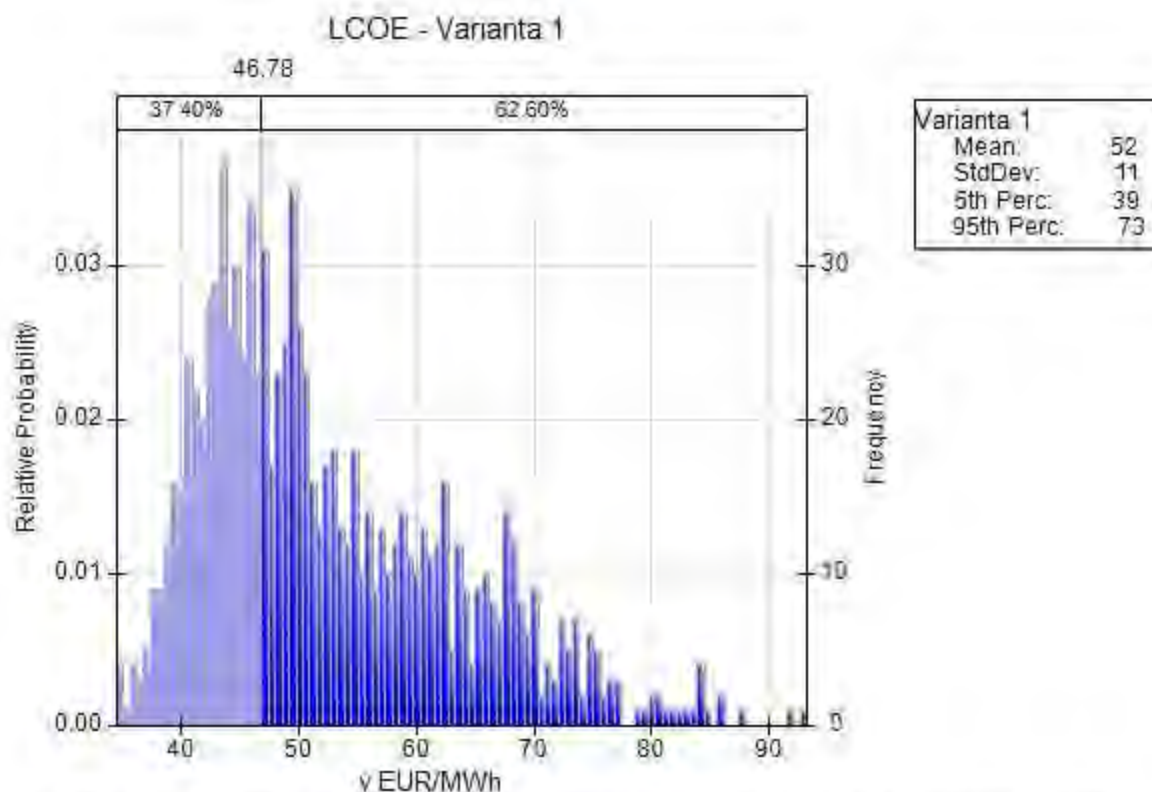


Slika 10.4-8: Monte Carlo simulacija, neto sedanja vrednost, varianta 2

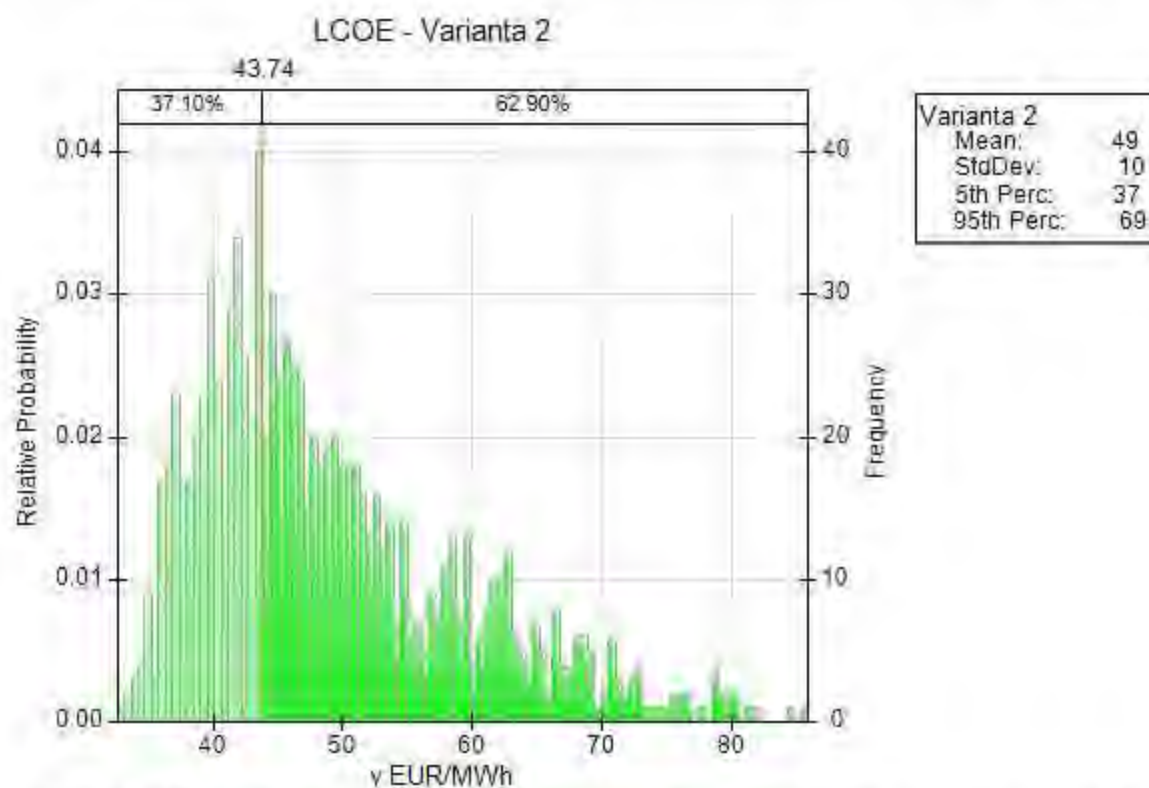


Slika 10.4-9: Monte Carlo simulacija, neto sedanja vrednost, varianta 3

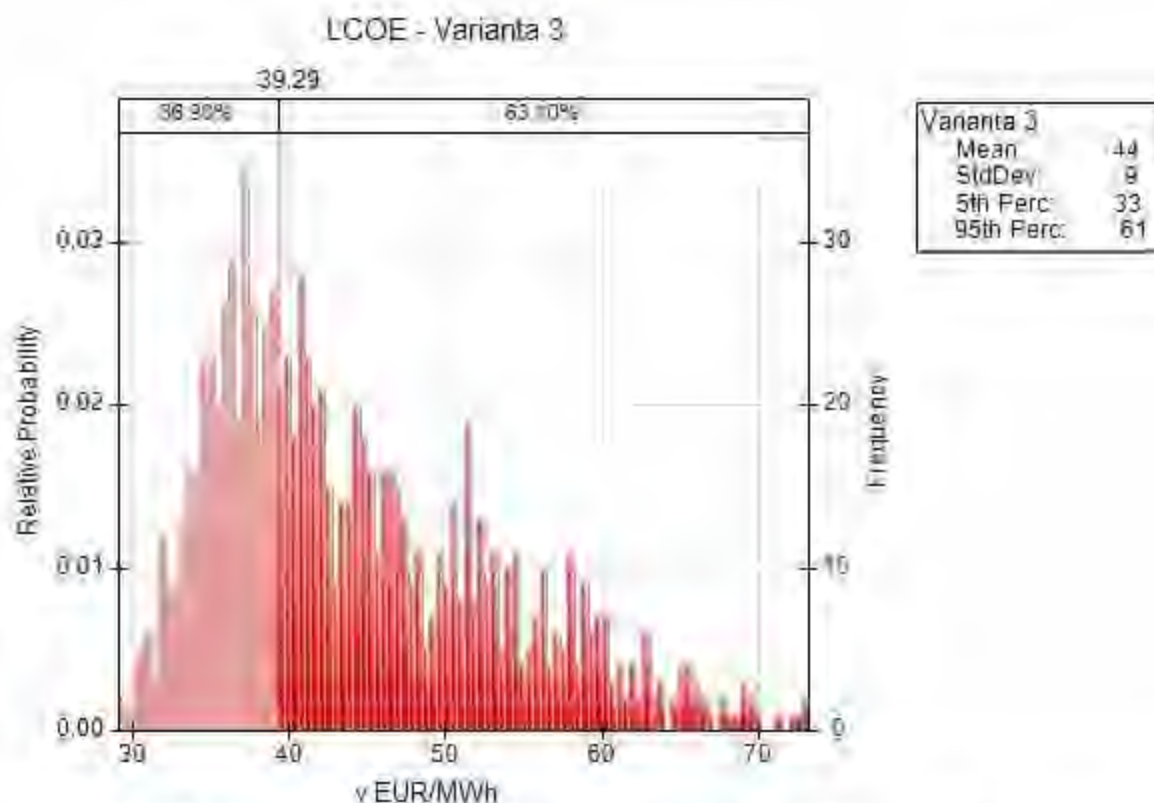
Iz prikazanih rezultatov vidimo, da pri varianti 1 znaša 71,40 % verjetnost, da bo investicija ustvarila neto sedanjo vrednost večjo od 0 oziroma 30,70 % verjetnost, da bo neto sedanja vrednost enaka ali večja od izračunane vrednosti v ekonomski analizi. Pri variantah 2 znaša 79,20 % verjetnost, da bo neto sedanja vrednost večja od 0 oziroma 31,60 % verjetnost, da bo neto sedanja enaka ali večja od izračunane vrednosti v ekonomski analizi. Varianta 3 pa ima 88,10 % verjetnost, da bo neto sedanja vrednost večja od 0 oziroma 32,30 % verjetnost, da bo neto sedanja vrednost enaka ali večja od izračunane vrednosti v ekonomski analizi. V Monte Carlo simulaciji srednja vrednost neto sedanje vrednosti pri varianti 1 znaša 1,682 mrd EUR, pri varianti 2: 3,031 mrd EUR ter pri varianti 3: 5,402 mrd EUR.



Slika 10.4-10: Monte Carlo simulacija, diskontirana lastna cena električne energije, varianta 1



Slika 10.4-11: Monte Carlo simulacija, diskontirana lastna cena električne energije, varianta 2




Slika 10.4-12: Monte Carlo simulacija, diskontirana lastna cena električne energije, varianta 3

Rezultati po metodi Monte Carlo kažejo, da pri sočasnem vplivu upoštevanih parametrov obstaja 62,60 % verjetnost, da bo diskontirana cena električne energije pri varianti 1 enaka ali večja od izračunane vrednosti v ekonomski analizi. Srednja vrednost diskontirane cene pri tem znaša 52 EUR/MWh. Pri varianti 2 obstaja 62,90 % verjetnost, da bo diskontirana cena enaka ali večja od izračunane v ekonomski analizi. Srednja vrednost pri tem znaša 49 EUR/MWh. Pri varianti 3 pa obstaja 63,10 % verjetnost, da bo diskontirana cena enaka ali večja od izračunane v ekonomski analizi. Srednja vrednost pri tem znaša 44 EUR/MWh.

10.5 VIRI

- [1] Jerab B., Upravljanje tveganj, Univerza v Mariboru, 2014.
- [2] ELEK, Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne Energije v Sloveniji do leta 2060, marec 2018.
- [3] GEN RMM, Risk Management Manual, KRSKO-2-LI-011-PM-0001, Rev. 0, maj 2010
- [4] GEN RMPP, Risk Management Process and Procedures, KRSKO-2-LI-011-PM-0002, Rev. A, marec 2010,
- [5] User guide Analytic Solver, Frontline Solvers 2019.

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17, 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 11. OPIS MERIL IN UTEŽI ZA IZBIRO OPTIMALNE VARIANTE	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:							
Izdelal:		/		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A Vrsta projekta: PIZ	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		/	
				Identifik. oznaka:		JEK 2 - - - 2 X 2 0 1 1 Spr.:	

11 OPIS MERIL IN UTEŽI ZA IZBIRO OPTIMALNE VARIANTE (ZA VREDNOTENJE VARIANT)

KAZALO VSEBINE

11	OPIS MERIL IN UTEŽI ZA IZBIRO OPTIMALNE VARIANTE (ZA VREDNOTENJE VARIANT)	2
11.1	IZBOR IN UTEMELJITEV MERIL (KRITERIJEV)	3
11.2	METODOLOGIJA VREDNOTENJA	9
11.3	VREDNOTENJE VARIANT Z OBRAZLOŽITVAMI	10
11.4	PRIKAZ IN ANALIZA REZULTATOV VREDNOTENJA VARIANT	25

11.1 IZBOR IN UTEMELJITEV MERIL (KRITERIJEV)

Predlog najprimernejših(e) razvojnih(e) alternativ(e) je podan na osnovi spodaj definiranih meril oziroma kriterijev. Kriteriji, ki so uporabljeni za izbor najbolj ustrezne (optimalne) variante postavitve druge enote jedrske elektrarne Krško – Krško 2 (JEK 2), se v osnovi uvrščajo v dve skupini:

- **Ekonomski (kvantitativni)** kriteriji, ki so izračunljivi in tako izraženi v obliki lastne cene električne energije iz JEK 2 (€/MWh), diskontirane (levelised cost) cene električne energije (€/MWh), interne stopnje donosnosti in neto sedanje vrednosti projekta. V teh pokazateljih so zajeti stroški proizvodnje električne energije in drugi pripadajoči stroški ter prihodki od prodane električne energije.
- **Kvalitativni** kriteriji, ki računsko niso določljivi in se zato vrednotijo s pomočjo vrednostne lestvice oziroma z dodeljevanjem ustreznih ocen (točkovanjem).

Računsko so določljivi tudi širši pozitivni finančni učinki na ravni države zaradi zmanjšanja emisij toplogrednih plinov (TGP) v ozračje, v konkretnem primeru toplogrednega plina CO₂, in sicer zaradi nadomeščanja uporabe fosilnih goriv (npr. premoga in zemeljskega plina) za proizvodnjo električne energije. Proizvodnja električne energije iz jedrske elektrarne namreč le minimalno obremenjuje okolje z emisijami CO₂.

Ker prej navedeni čisti ekonomski pokazatelji (lastna cena električne energije,... ..) niso neposredno združljivi s prej omenjenim, sicer računsko določljivim pokazateljem zmanjšanja emisij TGP, je ta kriterij, ki upošteva pozitivne učinke zmanjšanja emisij TGP zaradi nadomeščanja uporabe fosilnih goriv, vključen v skupino kvalitativnih kriterijev (znotraj skupine: prostorsko - okoljski vidik).

Med kriterije za vrednotenje variant so uvrščeni tisti, ki so objektivno določljivi in ki v dani stopnji projekta pomembno vplivajo na izbor.

Kriteriji so glede na specifiko obravnavanega objekta JEK 2 razvrščeni v 5 (pet) skupin:

- TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK
- SISTEMSKO – ELEKTROENERGETSKI VIDIK
- PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK
- VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK
- EKONOMSKI VIDIK

V navedenih petih skupinah so vključeni vsi najbolj pomembni in relevantni kriteriji za medsebojno primerjavo variantnih rešitev obravnavanega objekta JEK 2. Izbor kriterijev je opravljen glede na specifiko objekta, z upoštevanjem izkušenj iz tovrstnih objektov doma (NEK) in v tujini.

V nadaljevanju so predstavljeni kvalitativni kriteriji.

Posamezne skupine vključujejo naslednje kvalitativne kriterije:

TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK	OPIS KRITERIJEV	UTEŽI
Fleksibilnost elektrarne v obratovanju	Ocenjuje se sposobnost elektrarne glede spreminjanja moči in s tem prilagajanja zahtevam elektroenergetskega sistema. Pomembna parametra sta: območje spreminjanja moči (MW_e) in hitrost spreminjanja moči ($MW_e / \text{min.}$); pomembno predvsem z vidika vzdrževanja frekvence v elektroenergetskem sistemu in sposobnosti sledenja bremenu. Pomembna je tudi minimalna moč obratovanja (tehnični minimum). V prednosti so enote z večjim območjem in večjo hitrostjo spreminjanja moči ter nižjim tehničnim minimumom obratovanja.	20 %
Dolžina gorivnega cikla	Sodobne jedrske elektrarne, poleg standardnega 12 mesečnega gorivnega cikla, praviloma omogočajo tudi obratovanje pri 18 in 24 mesečnem gorivnem ciklu. V prednosti so reaktorji, ki so tehnološko prirejeni za obratovanje elektrarne z daljšimi gorivnimi cikli.	20 %
Možnost uporabe recikliranega jedrskega goriva MOX	Sodobni jedrski reaktorji so grajeni tako, da poleg uporabe jedrskega goriva v obliki UO_2 , omogočajo delno ali 100 %-no uporabo goriva MOX. Poglavitna prednost uporabe goriva MOX je v manjši količini obsevanega goriva za končno odlaganje visoko radioaktivnih odpadkov. V prednosti so reaktorji, ki omogočajo obratovanje z višjim deležem goriva MOX.	20 %
Izkoristek elektrarne	Izkoristek jedrske elektrarne, ki predstavlja stopnjo pretvorbe jedrskega goriva v koristno delo v obliki proizvedene električne energije, je v prvi vrsti odvisen od doseženih parametrov pare (tlak in temperatura pare) na izstopu iz uparjalnikov (oziroma na vstopu v parno turbino) ter od doseženega tlaka kondenzacije, ki je odvisen od temperature hladilne vode, ta pa od uporabljenega sistema hlajenja. Pri pretočnem režimu hlajenja se zaradi nižje temperature hladilne vode praviloma dosežajo višji izkoristki	20 %

	<p>elektrarne. Za JEK 2 je zaradi specifike lokacije predviden sistem hlajenja s hladilnimi stolpi, kar pomeni doseganje nekoliko nižjega izkoristka elektrarne. Nosilci tehnologij zato podajajo izkoristek elektrarne pri določenem referenčnem tlaku kondenzacije 0,0844 bar.</p> <p>V prednosti so reaktorji, ki dosegajo višje parametre pare in s tem tudi višji izkoristek elektrarne. Izkoristki sodobnih jedrskih elektrarn so praviloma višji od 33 %.</p>	
Razpoložljivost elektrarne	<p>Skladno z zahtevo EUR (European Utility Requirements) mora biti zagotovljena stopnja povprečne letne razpoložljivosti elektrarne v celotni življenjski dobi min. 87 %. Razpoložljivost elektrarne v življenjski dobi je močno odvisna od dolžine gorivnega cikla. Za referenčno obdobje v trajanju 20 let in 12 mesečni gorivni cikel je skladno z EUR zahtevana razpoložljivost elektrarne min. 90 %. Tipi elektrarn s pričakovano višjo stopnjo razpoložljivosti prejmejo sorazmerno višje število točk.</p>	20 %

SISTEMSKO ELEKTROENERGETSKI VIDIK	OPIS KRITERIJEV	UTEŽI
Vključitev JEK 2 v prenosno omrežje RS	<p>Možnosti vključitve načrtovane JEK 2 v prenosno omrežje Republike Slovenije so pri različnih velikostih (močeh) JEK 2 različne; glede na kapaciteto prenosnega omrežja, zagotavljanje stabilnosti EE sistema in pravila UCTE povezav. V Sloveniji bodo na prenosnem EE omrežju potrebne določene investicije, katerih obseg je odvisen tudi od moči načrtovane JEK 2. Enote manjše moči se praviloma bolje vključujejo v prenosno omrežje RS, zahtevajo manjši obseg potrebnih investicij in zato prejmejo višje število točk.</p>	34 %
Stanje v EE bilanci Slovenije v letu 2050	<p><u>Izhodišče je:</u> primerjava med pričakovano povprečno proizvodnjo iz JEK 2 in povprečno pričakovano porabo električne energije;</p>	33 %

	<ul style="list-style-type: none"> • izvoz ≥ 40 % porabe električne energije = minimalno število točk, • 40 % > izvoz ≥ 20 % porabe električne energije = vmesno število točk, • 20 % > izvoz ≥ 0 % porabe električne energije = 100 % točk, • uvoz > 10 % porabe električne energije = minimalno število točk. 	
Dodatno potrebna sistemska rezerva v primeru izpada največjega bloka v sistemu	Razvrstitev po dodatni potrebni velikosti (moči) bloka za sistemske rezervo; varianta z <u>naivečjo</u> zahtevano <u>močjo</u> prejme <u>minimalno</u> število točk, varianta, pri kateri dodatna moč za sistemske rezervo ni potrebna prejme <u>maksimalno</u> število točk, preostale ustrezno vmesno število točk.	33 %

PROSTORSKO -OKOLJSKI VIDIK	OPIS KRITERIJEV	UTEŽI
Emisije potencialno radioaktivnih snovi v okolje med normalnim obratovanjem	Ocenjuje se emisije potencialno radioaktivnih snovi iz načrtovane JEK 2, ki so posledica kontroliranih izpustov v zrak in v vode med normalnim obratovanjem elektrarne. Z EUR priporočili so definirane mejne vrednosti za aktivnost posameznega vira za plinaste snovi, halogene & aerosole, tekočine ter tritij. Predpostavljeno je, da pri posameznih tipih reaktorjev mejne vrednosti izpustov zagotovo ne bodo prekoračene. Za medsebojno primerjavo in vrednotenje se upoštevajo pričakovane letne vrednosti za aktivnost radioaktivnega vira. Tip reaktorja oziroma varianta z <u>nižjo</u> letno aktivnostjo virov emitiranih potencialno radioaktivnih snovi prejme <u>večje število točk</u> .	20 %
Količina trdnih radioaktivnih odpadkov (NSRAO) – razen obsevanega jedrskega goriva (OJG)	Ocenjuje se volumen trdnih radioaktivnih odpadkov (razen OJG), ki nastanejo v obdobju enega leta. Skladno z zahtevo EUR (European Utility Requirements) letna količina teh odpadkov pri normalnem obratovanju elektrarne nebi smela presegati 50 m^3 na 1.000 MW_e . Predpostavljeno je, da pri posameznih tipih reaktorjev priporočena količina NSRAO ne bo prekoračena. Tip reaktorja oziroma varianta z <u>najmanjšo</u> pričakovano	20 %

	količino nastalih radioaktivnih odpadkov prejme <u>maksimalno število točk</u> , varianta z <u>največjo</u> količino odpadkov prejme <u>minimalno število točk</u> , preostale ustrezno vmesno število točk.	
Zmanjšanje emisij TGP zaradi nadomeščanja uporabe fosilnih goriv pri proizvodnji električne energije	Za nivo letne proizvodnje električne energije iz načrtovane JEK 2 se izračuna ekvivalent porabe lignita v sodobnem TE objektu na trdna goriva moči 550 MW _e , ki obratuje z nad-kritičnimi parametri pare in izkoristkom 43 %. Za preostalo proizvodnjo se predvidi proizvodnja električne energije v sodobnem plinsko parnem procesu. Izračunajo se pripadajoče pričakovane emisije toplogrednega plina CO ₂ zaradi uporabe fosilnih goriv za proizvodnjo električne energije v termoeenergetskih objektih, in sicer v enakem obsegu, kot je proizvodnja iz JEK 2. Varianta, ki omogoča <u>največje zmanjšanje emisij CO₂</u> prejme <u>maksimalno število točk</u> , ostale ustrezno manjše število točk.	40 %
Vidni vplivi in zasedba površin	Ocenjuje se vidna izpostavljenost načrtovane JEK 2, predvsem višjih objektov (hladilni stolpi, reaktorska zgradba, turbinska zgradba,...). Varianta z največjimi vplivi na vidno kakovost prostora (spremenjena vidna slika z novimi prostorskimi dominantami, moteč pojav vodne pare hladilnih stolpov,...) prejme pri ocenjevanju minimalno število točk. Varianta z najmanj motečimi vplivi prejme maksimalno število točk, ostali po presoji (srednje število točk).	20 %

VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK	OPIS KRITERIJEV	UTEŽI
Izpolnjevanje osnovnih varnostnih funkcij	<p>Nabor osnovnih varnostnih funkcij vključuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nadzor kritičnosti, Odvod toplote iz sredice, Zadrževanje radioaktivnega materiala in nadzor izpustov. <p>Tipi reaktorjev, ki izpolnjujejo vse zahteve zgoraj navedenih elementov osnovnih varnostnih funkcij prejmejo maksimalno število točk.</p>	75 %

Letna skupinska doza	Skladno z zahtevami EUR (European Utility Requirements) znaša ciljna vrednost za skupinsko (kolektivno) dozo za osebe < 0,5 man.Sv / leto. Medsebojno se primerja vrednosti za posamezno varianto. Varianta z <u>najvišjo</u> pričakovano povprečno letno skupinsko dozo prejme <u>minimalno število točk</u> , varianta z <u>najnižjo</u> pričakovano skupinsko dozo pa <u>maksimalno število točk</u> , preostale ustrezno vmesno število točk.	25 %
----------------------	---	------

EKONOMSKI VIDIK	OPIS KRITERIJEV	UTEŽI
Povprečna lastna cena električne energije iz JEK 2 (€/MWh)	Pri vrednotenju se upošteva izračunana cena električne energije iz JEK 2. Varianta z <u>najvišjo</u> ceno prejme <u>minimalno število točk</u> , varianta z <u>najnižjo</u> ceno električne energije pa <u>maksimalno število točk</u> , preostale proporcionalno.	20 %
Diskontirana (Levelised costs) cena električne energije iz JEK 2 (€/MWh)	Pri vrednotenju se upošteva izračunana diskontirana cena električne energije iz JEK 2. Varianta z <u>najvišjo</u> diskontirano ceno prejme <u>minimalno število točk</u> , varianta z <u>najnižjo</u> <u>diskontirano</u> ceno električne energije pa <u>maksimalno število točk</u> , preostale proporcionalno.	20 %
Interna stopnja donosnosti projekta JEK 2 (%)	Pri vrednotenju se upošteva rezultat izračuna interne stopnje donosnosti (IRR) projekta JEK 2. Varianta z <u>najvišjo</u> IRR prejme <u>maksimalno število točk</u> , varianta z <u>najnižjo</u> IRR prejme <u>minimalno število točk</u> , preostale proporcionalno.	20 %
Neto sedanja vrednost (NSV) neto denarnega toka (mio EUR)	Pri vrednotenju se upošteva neto sedanja vrednost neto denarnega toka. Varianta z <u>najvišjo</u> NSV neto denarnega toka prejme <u>maksimalno število točk</u> , varianta z <u>najnižjo</u> NSV pa <u>minimalno število točk</u> , torej 1,0. Število točk pri ostalih variantah se določi proporcionalno.	20 %
Višina investicijske vrednosti (mrd EUR)	Varianta z <u>najnižjimi</u> investicijskimi vlaganji prejme <u>maksimalno število točk</u> , varianta z	20 %

	<u>najvišji</u> investicijski vlaganji prejme <u>minimalno število točk</u> , preostale proporcionalno.	
--	--	--

Pri odločanju o pomembnosti posameznih kriterijev in s tem povezanim dodeljevanjem uteži (ponderjev) posameznim kriterijem, smo se odločili za sistem uravnoteženega dodeljevanja uteži (enake uteži na nivoju posameznih kriterijev).

Kvalitativni kriteriji praviloma niso računsko določljivi, zato je dodeljevanje posameznih ocen in uteži na nivoju skupin kriterijev subjektivne narave. Na nivoju »skupin kriterijev« (Tehnično – tehnološki vidik, Sistemsko – elektroenergetski vidik, Prostorsko – okoljski vidik, Varnostno – radiološki vidik in Ekonomski vidik) se uteži spreminjajo. Da bi ugotovili, kakšen je vpliv izbire posameznih uteži na rezultat, je bila izvedena tudi analiza občutljivosti na izbor uteži. Rezultati analize občutljivosti s spreminjanjem uteži so prikazani v točki 11.4.

11.2 METODOLOGIJA VREDNOTENJA

Za ocenjevanje obravnavanih treh variant načrtovanega objekta JEK 2 po posameznih kriterijih je bila izbrana lestvica ocenjevanja z ocenami od 1 do 3. Uporabljen je način ocenjevanja, pri katerem tip reaktorja z najboljšimi karakteristikami po obravnavanem kriteriju prejme oceno 3, reaktor s primerjalno najslabšimi karakteristikami pa oceno 1. Med skrajnima ocenama se vrednosti ocen za preostale tipe reaktorjev določijo bodisi z linearno interpolacijo (pri večini kvantitativnih kriterijev) ali po presoji (pri kvalitativnih kriterijih). V primerih, ko je možno izvesti primerjavo z ozirom na določeno referenčno vrednost parametra (npr. zahtevana vrednost po EUR ali kaka druga uveljavljena vrednost parametra) se to pri točkovanju tudi smiselno upošteva.

Odločitev za izbor 3 – stopenjske lestvice je povezana s številom obravnavanih variant. Te so tri, kajti zaradi večjega števila različnih tipov oziroma potencialnih dobaviteljev reaktorjev (5 z močjo ca 1.100 MW_e in 2 z močjo ca 1.600 MW_e) je bil za potrebe postopka vrednotenja za vsako od variant določen reprezentativni predstavnik variante. Reprezentativni predstavnik posamezne variante je bil izbran po kriteriju uveljavljenosti tehnologije reaktorja in na osnovi števila referenčnih objektov v razvitih državah (zlasti v Evropi in ZDA), pa tudi na osnovi razpoložljivih podatkov za vrednotenje.

Med petimi tipi reaktorjev z močjo ca 1.100 MW_e (AP1000 Westinghouse, ATMEA1, VVER-TOI, EU- HPR1000 in APR-1000) je bil kot reprezentativni predstavnik za postopek vrednotenja določen reaktor AP1000. Dva reaktorja AP1000 se gradita v ZDA (Vogtle), štirje pa so že zgrajeni in v obratovanju na Kitajskem (2 Sanmen in 2 Haiyang). Reprezentativni predstavnik je določen samo za potrebe vrednotenja variant in ne predstavlja nikakršnega prejuda glede na ostale potencialne tipe reaktorjev.

Med dvema tipoma reaktorjev z močjo ca 1.600 MW_e (EPR EDF in APR1400) je bil kot reprezentativni predstavnik za postopek vrednotenja določen reaktor EPR EDF. Štirje reaktorji EPR EDF se gradijo v Evropi (Finska, Francija, Velika Britanija), dva sta bila zgrajena na Kitajskem (Taishan 1 in 2).

Reprezentativni predstavnik je določen samo za potrebe vrednotenja variant in ne predstavlja nikakršnega prejudica glede na reaktor APR1400.

Glede na relativno veliko število potencialnih tipov reaktorjev, v tej fazi projekta nikakor ni možno predvideti, kakšne bodo dejanske in obvezujoče karakteristike posameznih reaktorjev v fazi razpisa. Zaradi precejšnje nezanesljivosti razpoložljivih podatkov pri večjem številu potencialnih reaktorjev, bi bil pristop k vrednotenju variant na način upoštevanja »najšibkejšega člena« za potrebe rangiranja znotraj posamezne variante težko izvedljiv na korekten način. Zato je bila sprejeta odločitev za določitev uveljavljenega reprezentativnega predstavnika posamezne skupine reaktorjev.

Glede na zgoraj navedeno so v odvisnosti od moči reaktorjev oblikovane 3 (tri) variante za obravnavo:

Skrajšana oznaka	Oznaka variante	Opis variante
V1	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	Varianta 1: vključuje pet tipov reaktorjev z močjo ca 1.100 MW _e
V2	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	Varianta 2: vključuje dva tipa reaktorja z močjo ca 1.600 MW _e
V3	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	Varianta 3: vključuje dve enoti reaktorjev z močjo 1.100 MW _e

11.3 VREDNOTENJE VARIANT Z OBRAZLOŽITVAMI

Tehnični in drugi relevantni podatki za primerjavo in vrednotenje obravnavanih variant JEK 2 so prikazani v spodnji tabeli (**Tabela 11.3-1**).

V tej točki (11.3) so podane in tudi pojasnjene ocene, ki so bile v okviru vrednotenja variant dodeljene posamezni varianti.

Tabela 11.3-1: Podatki za primerjavo in vrednotenje variant JEK 2

	ENOTA	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	Zahteve EUR
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK					
Fleksibilnost elektrarne v obratovanju	ocena	1,0	3,0	2,0	
Nazivna električna moč	MWe	1.100	1.600	2.200	
Rezerva za vzdrževanje frekvence (RVF)					
- območje rezerve moči za vzdrževanje frekvence (RVF)	(%)		± 2,5 %		-
- območje rezerve moči za vzdrževanje frekvence (RVF)	(MWe)		40		-
- hitrost spreminjanja moči pri vzdrževanju frekvence	(% / s)		1 %/s		-
Povrnitev frekvence z avtomatično aktivacijo (aPPF)					
- območje rezerve moči za aPPF	(%)	10	20-60 (± 4,5 %); 60-100 (± 10 %)	10	±10 %
- območje rezerve moči za aPPF	(MWe)	110	72 - 160	220	-
- hitrost spreminjanja moči pri vzdrževanju frekvence	(% / min)	2,5	20-60 > 1 %/min; 60-100 > 2 %/min	2,5	-
Dnevno sledenje bremenu (Load-follow)					
- območje moči pri sledenju bremenu (load-follow mode range)	(%)	50-100	25-100	50-100	-
- območje moči pri sledenju bremenu (load-follow mode range)	(MWe)	550	1.200	1.100	-
- hitrost spreminjanja moči pri sledenju bremenu	(% / min)	5 %/min	2,5%/min (25-60% Pn); 5%/min (60-100% Pn)	5 %/min	-
- minimalna moč (tehnični minimum)	(MWe)	275 (25 %)	320 (20 %)	550 (25 %)	20 %

© IBE d.d. Vse avtorske pravice, ki niso s pogodbo izrecno prenesene na naročnika, so pridržane.

Dolžina gorivnega cikla	ocena	2,0	3,0	2,0	
- dolžina gorivnega cikla	mes.	18	12 do 24	18	12 do 24
Možnost uporabe goriva MOX	ocena	2,0	2,0	2,0	
- možnost uporabe MOX		Da	Da	Da	
- maksimalni delež goriva MOX	(%)	50 (100)	50 (100)	50 (100)	do 50 %
Izkoristek jedrske elektrarne	ocena	2,0	3,0	2,0	
- izkoristek pri tlaku kondenzacije 0,0844 bar	(%)	35	38	35	-
Parametri pare na izstopu iz uparjalnikov					
- tlak (nadtlak "g")	bar	57,8	76,6	57,8	-
- temperatura	st. C	272,8	292,8	272,8	-
Razpoložljivost elektrarne	ocena	2,0	3,0	2,0	
- razpoložljivost elektrarne v življenjski dobi	(%)	91,15 (93 *)	91,5	91,15 (93 *)	> 87 %
Ocena na nivoju skupine kriterijev		1,80	2,80	2,00	

*: pod predpostavko 24 mesečnega gorivnega cikla (pri AP600: 91,15%)

#: dejansko pričakovana vrednost

	ENOTA	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	Zahteve EUR
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK					
Vključitev JEK 2 v prenosno omrežje RS	ocena	3,0	2,0	1,0	
- možnost vključitve		Nova DV povezava z Italijo ni nujna	Pogoji: nova DV povezava z Italijo + priporočljiva podvojitev DV Krško - Cirkovci	Pogoji: nova DV povezava z Italijo + podvojitev DV Krško - Cirkovci + ukrepi za nadzor vdora moči v 110 kV omrežje	
Stanje v EE bilanci Slovenije v letu 2050	groba ocena	3,0	2,0	1,0	
- izvoz / uvoz; procent porabe električne energije v Slo	(%)	-1,3	24,5	55,5	•
Dodatno potrebna sistemska rezerva	ocena	3,0	1,0	3,0	
- potrebna sistemska rezerva	(MWe)	551	1.051	551	•
Ocena na nivoju skupine kriterijev		3,00	1,67	1,66	

	ENOTA	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	Zahteve EUR
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK					
Emisije potencialno radioaktivnih snovi med normalnim obratovanjem	ocena	3,0	2,0	1,0	Zahteve EUR
- plinaste snovi (žlahtni plini)	TBq / leto	< 36,7	< 50	< 73,4	50 TBq / 1500 MW
- halogeni & aerosoli	GBq / leto	< 0,73	< 1	< 1,46	1 GBq / 1500 MW
- tekočine (Liquid) brez tritija	GBq / leto	< 7,4 (9,4 #)	< 10	< 14,8 (18,8 #)	10 GBq / 1500 MW
- tritij	TBq / leto	41	< 60	82	60 TBq
- volumski pretok (Liquid)	m3/h	0,636	1,116	1,272	'
Trdni radioaktivni odpadki (razen obsevanega goriva)	ocena	2,0	3,0	1,0	
- volumen trdnih odpadkov	m3/leto	< 55	24,6	< 110	50 m3 / 1000 MW
Zmanjšanje emisij TGP zaradi nadomeščanja fosilnih goriv	ocena	1,0	1,9	3,0	
- zmanjšanje emisij CO2	mio t / leto	5,8	7,3	9,1	
Vidni vplivi in zasedba površin	ocena	3,0	2,0	1,0	
Ocena na nivoju skupine kriterijev		2,00	2,16	1,80	

	ENOTA	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)	Zahteve EUR
VARNOŠTNO - RADIOLOŠKI VIDIK					
Izpolnjevanje osnovnih varnostnih funkcij	ocena	3,0	3,0	3,0	Zahteve EUR
- nadzor kritičnosti		da	da	da	-
- odvod toplote iz sredice		da	da	da	-
- zadrževanje radioaktivnega materiala in nadzor izpustov		da	da	da	-
Letna skupinska doza	ocena	3,0	2,0	1,0	
- povprečna letna skupinska doza	man.Sv/leto	0,4600	< 0,5	0,9200	< 0,5
Ocena na nivoju skupine kriterijev		3,00	2,75	2,50	

	ENOTA	VARIANTA 1 (1 x 1.100 MW)	VARIANTA 2 (1 x 1.600 MW)	VARIANTA 3 (2 x 1.100 MW)
EKONOMSKI VIDIK				
Povprečna lastna cena električne energije iz JEK 2	ocena	1,0	1,84	3,0
- cena električne energije	EUR / MWh	36,53	34,09	30,71
Diskontirana (Levelised costs) cena električne energije iz JEK 2	ocena	1,0	1,81	3,0
- diskontirana (Levelised costs) cena električne energije	EUR / MWh	46,78	43,74	39,29
Interna stopnja donosnosti projekta JEK 2	ocena	1,0	1,69	3,0
- interna stopnja donosnosti	(%)	6,15	6,65	7,59
Neto sedanja vrednost	ocena	1,0	1,81	3,0
- NSV	mio EUR	2.634	4.429	7.060
Investicijska vrednost	ocena	3,0	1,86	1,0
- višina investicije	mio EUR	5.231	7.192	8.686
Ocena na nivoju skupine kriterijev		1,40	1,80	2,60

V tabelah, ki sledijo so podane in pojasnjene ocene, ki so bile v okviru vrednotenja variant dodeljene posamezni varianti.

Skupina kriterijev: TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK		
Kriterij: Fleksibilnost elektrarne v obratovanju		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	<p>Fleksibilnost elektrarne je odvisna od območja in hitrosti spreminjanja moči ter doseganja čim nižje moči obratovanja pri tehničnem minimumu, kar je pomembno z vidika vključevanja JEK 2 v elektroenergetski sistem.</p> <p>Ocene so bile dodeljene tako, da je najnižja ocena 1 predvidena za enoto z manjšim območjem spreminjanja moči, najvišja ocena 3 pa je dodeljena reaktorju z ustreznim območjem spreminjanja moči in dobrimi karakteristikami pri vzdrževanju frekvence ter pri sledenju bremenu. Pomembni kriterij je tudi doseganje minimalne moči oz. čim nižji tehnični minimum.</p> <p>Najvišja ocena je dodeljena predstavniku reaktorjev v okviru Variante 2, sledita po dve enoti v Varianti 3, najnižje število točk pripada predstavniku v Varianti 1.</p> <p>Za standardno izvedbo reaktorja AP1000 se navaja območje rezerve moči za povrnitev frekvence z avtomatično aktivacijo 10 % (± 55 MW), kar je manj od pričakovanega. Tehnični minimum je 25 % (zahteva EUR: 20 %).</p>
V2	3,0	<p>Reaktor EPR EDF omogoča spreminjanje moči za povrnitev frekvence z avtomatično aktivacijo v območju do ± 10 % (± 72 MW do ± 160 MW), kar več kot ustreza zahtevam EE sistema ter dosega tehnični minimum 20 % (zahteva EUR: 20 %).</p>
V3	2,0	<p>Dve enoti JEK 2 z reaktorjema AP1000 sta z vidika vključevanja v EE sistem bolj fleksibilni kot ena enota.</p>

Skupina kriterijev: TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK		
Kriterij: Dolžina gorivnega cikla		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	2,0	<p>Z EUR se zahteva gorivni cikel dolžine 12 do 24 mesecev. Najnižja ocena 1 je predvidena za reaktorje z 12 mesečnim gorivnim ciklom.</p> <p>Najvišja ocena je dodeljena reaktorju v okviru Variante 2, sledita Varianti 1 in 3 z enakima ocenama.</p>

		Tip reaktorja AP1000 je v osnovi zasnovan za gorivni cikel dolžine 18 mesecev. Morebitna uvedba 24 mesečnega cikla je pri AP1000 označena kot težko izvedljiva sprememba.
V2	3,0	Reaktor EPR EDF omogoča doseganje 24 mesečnega gorivnega cikla.
V3	2,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK

Kriterij: Možnost uporabe goriva MOX

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	2,0	<p>Z EUR se zahteva, da je elektrarna v posameznem gorivnem ciklu sposobna uporabljati reciklirano gorivo MOX vsaj do deleža 50 %. Najnižja ocena 1 je predvidena za reaktorje, ki ne omogočajo uporabe goriva MOX.</p> <p>V tej fazi projekta je iz pregleda razpoložljive dokumentacije razvidno, da samo en reaktor v sklopu Variante 1 predvideva do 100 %-no uporabo MOX. Ostali tipi reaktorjev so v osnovi prilagojeni uporabi MOX do 50 %, le izjemoma do 100 %.</p>
V2	2,0	V tej fazi projekta je iz pregleda razpoložljive dokumentacije razvidno, da samo en reaktor v sklopu Variante 2 pogojno omogoča do 100 %-no uporabo MOX.
V3	2,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK

Kriterij: Izkoristek jedrske elektrarne

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	2,0	<p>Izkoristek elektrarne je odvisen od parametrov sveže pare na izstopu iz uparjalnika oz. na vstopu v parno turbino (tlak, temperatura) in od tlaka kondenzacije v kondenzatorju hladilnega sistema. Tlak kondenzacije je odvisen od načina hlajenja in je v konkretnem primeru za vse obravnavane variante enak. V primeru JEK 2 so razlike v izkoristku torej odvisne predvsem od parametrov pare. Izkoristki sodobnih jedrskih elektrarn so praviloma višji od 33 %.</p> <p>Najnižja ocena 1 je predvidena za elektrarno z izkoristkom 33 %, najvišja ocena 3 pa za elektrarno, ki dosega izkoristek 38 %.</p>

		<p>Najvišja ocena je dodeljena elektrarni v okviru Variante 2, sledita Varianti 1 in 3 z enakima ocenama.</p> <p>Tip reaktor AP1000 obratuje z nižjimi parametri pare kot reaktor EPR EDF, posledično je pri elektrarni Westinghouse tudi izkoristek ustrezno nižji.</p>
V2	3,0	Reaktor EPR EDF omogoča doseganje visokih parametrov sveže pare, s tem pa tudi izkoristka, ki po podatkih EPR pri tlaku kondenzacije 0,0844 bar znaša ca 38 %.
V3	2,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: TEHNIČNO – TEHNOLOŠKI VIDIK
Kriterij: Razpoložljivost elektrarne

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	2,0	<p>Po priporočilih EUR mora biti dosežena stopnja razpoložljivosti elektrarne v celotni življenjski dobi > 87 %. Najnižja ocena 1 ni podeljena, kajti na podlagi razpoložljivih podatkov znaša najnižja razpoložljivost obravnavanih elektrarn 91,15 %.</p> <p>Najvišja ocena je podeljena za tip reaktorja EPR EDF (Varianta 2) z razpoložljivostjo 91,5 %. Lahko ugotovimo, da pri obravnavanih reaktorjih ni pomembnejših razlik v pričakovani stopnji razpoložljivosti.</p>
V2	3,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .
V3	2,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: SISTEMSKO – ELEKTROENERGETSKI VIDIK
Kriterij: Vključitev JEK 2 v prenosno omrežje RS

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	Možnosti vključitve načrtovane JEK 2 v prenosno omrežje Republike Slovenije so pri različnih velikostih (močeh) JEK 2 različne; glede na kapaciteto prenosnega omrežja, zagotavljanje stabilnosti EE sistema in pravila UCTE povezav. V Sloveniji bodo na prenosnem EE omrežju potrebne določene investicije, katerih obseg je odvisen tudi od moči načrtovane JEK 2. Enota manjše moči (Varianta 1) zahteva manjši obseg potrebnih investicij v sklopu EE sistema in zato prejme maksimalno število točk.

V2	2,0	DV povezava z Italijo je nujna za nemoteno delovanje EE sistema. Priporočljiva je podvojitev prenosnih zmogljivosti daljnovoda Krško – Cirkovci.
V3	1,0	Nujna je izvedba DV povezave z Italijo, zelo priporočljiva pa podvojitev prenosnih zmogljivosti daljnovoda Krško – Cirkovci in izvedba ukrepov za nadzor vdora moči v 110 kV omrežje.

Skupina kriterijev: SISTEMSKO – ELEKTROENERGETSKI VIDIK

Kriterij: Stanje v EE bilanci Slovenije v letu 2050

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	<u>Izhodišče je:</u> primerjava med pričakovano povprečno proizvodnjo iz JEK 2 in povprečno pričakovano porabo električne energije v Sloveniji: <ul style="list-style-type: none"> izvoz ≥ 40 % porabe električne energije = minimalno število točk, 40 % > izvoz ≥ 20 % porabe električne energije = vmesno št. točk, 20 % > izvoz ≥ 0 % porabe električne energije = 100 % točk, uvoz > 10 % porabe električne energije = minimalno število točk.
V2	2,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .
V3	1,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: SISTEMSKO – ELEKTROENERGETSKI VIDIK

Kriterij: Dodatno potrebna sistemska rezerva

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	Razvrstitev po dodatni potrebni velikosti (moči) bloka za sistemsko rezervo; varianta z <u>največjo</u> zahtevano <u>močjo</u> sistemske rezerve prejme <u>minimalno</u> število točk, varianta z <u>najmanjšo</u> zahtevano močjo prejme <u>maksimalno</u> število točk. Varianta 1 zahteva najnižjo potrebno dodatno velikost bloka za sistemsko rezervo (551 MW _e).
V2	1,0	Varianta 2 zahteva največjo moč bloka za zagotavljanje sistemske rezerve in prejme 1 točko (1.051 MW _e).
V3	3,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 . Dve enoti moči 2 x 1.100 MW _e zahtevata enako potrebno moč za zagotavljanje sistemske rezerve kot v primeru ene enote 1.100 MW _e (Varianta 1).

Skupina kriterijev: PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK		
Kriterij: Emisije potencialno radioaktivnih snovi med normalnim obratovanjem		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	<p>Za posamezne tipe reaktorjev in variante je bil izdelan pregled pričakovanih emisij potencialno radioaktivnih snovi za: plinaste snovi (žlahtni plini), halogene & aerosole, tekočine (brez tritija) ter ločeno za tritij (glej tabelo 11.3-1). Izhodišče so navzgor omejene priporočene vrednosti EUR. Varianta z najvišjo pričakovano letno aktivnostjo virov prejme 1 točko, varianta z najnižjo pričakovano letno aktivnostjo virov pa 3 točke.</p> <p>Zaradi nižje moči (1.100 MW) so pri reaktorju AP1000, skladno z zahtevami EUR, pričakovane aktivnosti virov sorazmerno nižje od tistih pri reaktorju EPR EDF. Zato Varianta 1 v sklopu obravnavanega kriterija prejme najvišjo oceno.</p>
V2	2,0	Varianta 2 je zaradi velikosti samostojnih enot vezana na sorazmerno visoke vrednosti emisij in s tem povezanih aktivnosti virov ter je tako po tem kriteriju uvrščena med Varianti 1 in 3.
V3	1,0	Varianta 3, v kombinaciji 2 x AP1000, prejme zaradi najvišje pričakovane vrednosti za aktivnost virov najnižjo oceno 1.

Skupina kriterijev: PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK		
Kriterij: Trdni radioaktivni odpadki (razen obsevanega goriva)		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	2,0	<p>Skladno z zahtevami EUR letna količina trdnih odpadkov pri normalnem obratovanju elektrarne ne bi smela presegati 50 m³ na 1.000 MW_e. Izhodišče so navzgor omejene priporočene vrednosti EUR. Tip reaktorja oziroma varianta z najmanjšo pričakovano količino nastalih trdnih radioaktivnih odpadkov prejme 3 točke, varianta z največjo količino odpadkov prejme 1 točko.</p> <p>Predstavnik Variante 1 za pričakovano količino trdnih radioaktivnih odpadkov < 55 m³/leto prejme 2 točki.</p>
V2	3,0	Za tip reaktorja EPR EDF se med vsemi navaja najnižja količina trdnih odpadkov (24,6 m ³ /leto – 3 točke).
V3	1,0	V Varianti 3 je količina trdnih radioaktivnih odpadkov največja, zato je tej varianti dodeljena najnižja ocena 1.

Skupina kriterijev: PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK		
Kriterij: Zmanjšanje emisij TGP (CO ₂) zaradi nadomeščanja fosilnih goriv		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	<p>Izračunane so emisije toplogrednega plina CO₂ zaradi uporabe fosilnih goriv za proizvodnjo električne energije v termoenergetskih objektih, in sicer v enakem obsegu, kot je predvidena proizvodnja električne energije iz JEK 2. Varianta, pri kateri je zmanjšanje emisije CO₂ najmanjše prejme 1 točko. Varianta, ki omogoča največje zmanjšanje emisij CO₂ pa prejme maksimalno število točk 3.</p> <p>Največje zmanjšanje emisij CO₂ (ca 8,9 mio ton letno) bi bilo doseženo v Varianti 3, najmanjše (ca 5,7 mio ton letno) pa v Varianti 1. Varianta 1 posledično prejme najnižje število točk.</p>
V2	1,9	Varianta 2 se z vidika potencialnega zmanjšanja emisij CO ₂ uvršča med Varianto 1 in 3.
V3	3,0	V Varianti 3 je potencialno zmanjšanje emisij CO ₂ največje, zato Varianta 3 prejme maksimalno število točk.

Skupina kriterijev: PROSTORSKO – OKOLJSKI VIDIK		
Kriterij: Vidni vplivi in zasedba površin		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	<p>Varianta z največjimi vplivi na vidno kakovost prostora (spremenjena vidna slika z novimi prostorskimi dominantami, moteč pojav vodne pare hladilnih stolpov,...) prejme pri ocenjevanju minimalno število točk.</p> <p>Po kriteriju vidne izpostavljenosti in zasedbe prostora je najbolje ocenjena Varianta 1, najslabše pa Varianta 3.</p>
V2	2,0	Pri Varianti 2 je zasedba površin sicer nekaj manjša od tiste pri Varianti 3, vendar bosta zelo verjetno potrebna dva hladilna stolpa. Iz navedenih razlogov je bila Varianti 2 dodeljena ocena 2,0.
V3	1,0	Varianti 3 je zaradi dveh hladilnih stolpov (moteč pojav vodne pare) in znatne zasedbe površin za postavitev dveh enot JEK 2 po obravnavanem kriteriju dodeljena najnižja ocena.

Skupina kriterijev: VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK		
Kriterij: Izpolnjevanje osnovnih varnostnih funkcij		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	<p>Nabor osnovnih varnostnih funkcij vključuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nadzor kritičnosti, Odvod toplote iz sredice, Zadrževanje radioaktivnega materiala in nadzor izpustov. <p>Vsi obravnavani tipi reaktorjev izpolnjujejo vse zahteve zgoraj navedenih elementov osnovnih varnostnih funkcij zato prejmejo maksimalno število točk.</p>
V2	3,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .
V3	3,0	Velja enaka obrazložitev kot pri V1 .

Skupina kriterijev: VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK		
Kriterij: Letna skupinska doza		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	Skladno z zahtevami EUR znaša ciljna vrednost za skupinsko (kolektivno) dozo za osebe < 0,5 man Sv / leto. Iz razpoložljivih podatkov je razvidno, da je najnižjo vrednost 0,46 man Sv/leto pričakovati pri reaktorju AP1000 (Varianta 1). Reaktorju AP1000 je dodeljena najvišja ocena (3 točke).
V2	2,0	Predstavnik Variante 2 je reaktor EPR EDF, pri katerem je letna skupinska doza < 0,5 man Sv/leto (skladno z EUR) – pripadajoče število točk je 2.
V3	1,0	Za dve identični enoti JEK 2 z močjo 2 x 1.100 MW _e velja dvojna vrednost skupinske doze 2 x 0,46 man Sv/leto = 0,92 man Sv/leto. Dodeljeno število točk 1,0.

Skupina kriterijev: EKONOMSKI VIDIK		
Kriterij: Povprečna lastna cena električne energije iz JEK 2		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	Pri vrednotenju se upošteva izračunana cena električne energije iz JEK 2. JEK 2 v Varianti 1 ima najvišjo povprečno lastno ceno električne energije (36,53 €/MWh) – pripadajoče število točk: 1,0.

V2	1,84	Razlika v povprečni lastni ceni električne energije iz JEK 2 med Varianto 2 in Varianto 3 je večja kot med Varianto 1 in 2. Pri Varianti 2 znaša cena 34,09 €/MWh – pripadajoče število točk: 1,84.
V3	3,0	JEK 2 v Varianti 3 ima najnižjo povprečno lastno ceno električne energije (30,71 €/MWh) – pripadajoče število točk: 3,0

Skupina kriterijev: EKONOMSKI VIDIK
Kriterij: Diskontirana (Levelised cost) cena električne energije iz JEK 2

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	Pri vrednotenju se upošteva izračunana diskontirana cena električne energije iz JEK 2. JEK 2 v Varianti 1 ima najvišjo diskontirano ceno električne energije (46,78 €/MWh) – pripadajoče število točk: 1,0.
V2	1,81	Diskontirana cena Variante 2 je umeščena med obe preostali varianti in znaša 43,74 €/MWh – pripadajoče število točk: 1,81.
V3	3,0	JEK 2 v Varianti 3 ima najnižjo diskontirano ceno električne energije (39,29 €/MWh) – pripadajoče število točk: 3,0.

Skupina kriterijev: EKONOMSKI VIDIK
Kriterij: Interna stopnja donosnosti (IRR) projekta JEK 2

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	JEK 2 v Varianti 1 izkazuje najnižjo stopnjo donosnosti in sicer 6,15 % - pripadajoče število točk: 1,0.
V2	1,69	Pri vrednotenju se upošteva rezultat izračuna interne stopnje donosnosti (IRR) projekta JEK 2. Varianta 2 izkazuje IRR, ki se umešča med vrednosti IRR preostalih dveh variant. IRR pri Varianti 2 znaša 6,65 % - pripadajoče število točk: 1,69.
V3	3,0	JEK 2 v Varianti 3 izkazuje najvišjo stopnjo donosnosti in sicer 7,59 % – pripadajoče število točk: 3,0.

Skupina kriterijev: EKONOMSKI VIDIK
Kriterij: NSV neto denarnega toka

Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	1,0	Pri vrednotenju se upošteva neto sedanja vrednost (NSV) neto denarnega toka. JEK 2 v Varianti 1 izkazuje najnižjo neto sedanjo vrednost neto

		denarnega toka (2.634 mio EUR), zato prejme minimalno število točk, torej 1,0.
V2	1,81	JEK 2 v Varianti 2 izkazuje NSV neto denarnega toka, ki se umešča med vrednosti preostalih dveh variant (4.429 mio EUR) - pripadajoče število točk: 1,81.
V3	3,0	JEK 2 v Varianti 3 izkazuje najvišjo NSV neto denarnega toka (7.060 mio EUR) – pripadajoče število točk: 3,0.
Skupina kriterijev: EKONOMSKI VIDIK		
Kriterij: Višina investicijske vrednosti		
Oznaka variante	Dodeljena ocena	Obrazložitev dodeljene ocene
V1	3,0	Pri vrednotenju se upošteva višina investicijskih vlaganj. JEK 2 v Varianti 1 izkazuje najnižja potrebna investicijska vlaganja (ca 5.231 mio EUR) in zato prejme maksimalno število točk 3,0.
V2	1,86	V Varianti 2 se višina investicijskih vlaganj za JEK 2 umešča med preostali dve obravnavani varianti. Višina investicijskih vlaganj je ocenjena na ca 7.192 mio EUR – pripadajoče število točk: 1,86.
V3	1,0	JEK 2 v Varianti 3 zahteva najvišja investicijska vlaganja in sicer v višini ca 8.686 mio EUR in zato prejme najnižje število točk 1,0.

11.4 PRIKAZ IN ANALIZA REZULTATOV VREDNOTENJA VARIANT

Določanje posameznih uteži (ponderjev) je povezano s subjektivnimi odločitvami ocenjevalca ali skupine ocenjevalcev. Da bi ugotovili, v kolikšni meri lahko izbor različnih uteži vpliva na vrstni red obravnavanih variant, je bilo opravljenih nekaj izračunov občutljivosti (enostavna analiza občutljivosti).

Na ravni kriterijev so uteži enakomerno porazdeljene med posamezne kriterije. Vsi izbrani kriteriji so znotraj »skupin kriterijev« zastopani enakovredno. Uteži se menjajo samo na ravni »skupin kriterijev« (Tehnično – tehnološki vidik, Sistemsko – elektroenergetski vidik, Prostorsko – okoljski vidik, Varnostno – radiološki vidik, Ekonomski vidik). Da bi ugotovili, kako izbor različnih uteži na ravni »skupin kriterijev« vpliva na spreminjanje vrstnega reda na lestvici vrednotenja variant, je bila izvedena analiza občutljivosti z navzkrižnim dodeljevanjem uteži v razmerju 10 % proti 60 %.

Rezultati vrednotenja so zbrani v tabeli vrednotenja (**Tabela 11.4-1**).

Osnovni scenarij vrednotenja variant je izveden z dodelitvijo uteži:

OSNOVNI SCENARIJ	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	20 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	20 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	20 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	20 %	1 do 3
Ekonomski vidik	20 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja s poudarkom na »Tehnologiji« je izveden z dodelitvijo uteži:

SCENARIJ: TEHNOLOGIJA	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	60 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	10 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	10 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	10 %	1 do 3
Ekonomski vidik	10 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja s poudarkom na »Sistemskih EE vidikih« je izveden z dodelitvijo uteži:

SCENARIJ: SISTEMSKI VIDIK	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	10 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	60 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	10 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	10 %	1 do 3
Ekonomski vidik	10 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja s poudarkom na »Okolju« je izveden z dodelitvijo uteži:

SCENARIJ: OKOLJE	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	10 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	10 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	60 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	10 %	1 do 3

Ekonomski vidik	10 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja s poudarkom na »Radiološki varnosti« je izveden z dodelitvijo uteži:

SCENARIJ: VARNOSTNO – RADIOLOŠKI VIDIK	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	10 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	10 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	10 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	60 %	1 do 3
Ekonomski vidik	10 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja s poudarkom na »Ekonomiki« je izveden z dodelitvijo uteži:

SCENARIJ: EKONOMIKA	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	10 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	10 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	10 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	10 %	1 do 3
Ekonomski vidik	60 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Scenarij vrednotenja na osnovi predloga izbora uteži, ki je podan kot ekspertno mnenje skupine strokovnjakov izdelovalca PIZ – predlagani scenarij vrednotenja.

PREDLAGANI SCENARIJ	UTEŽ	VARIANTE
Tehnično – tehnološki vidik	10 %	1 do 3
Sistemska – elektroenergetski vidik	20 %	1 do 3
Prostorsko – okoljski vidik	20 %	1 do 3
Varnostno – radiološki vidik	20 %	1 do 3
Ekonomski vidik	30 %	1 do 3
SKUPAJ	100 %	

Variante, ki se na osnovi spreminjanja uteži uvrstijo pri vrhu lestvice vrednotenja se smatrajo za najustrežnejše.

Tabela 11.4-1: Ocene s pripadajočimi utežmi na ravni posameznih kriterijev vrednotenja

VHODNI PODATKI - DODELITEV TOČK PRI VREDNOTENJU		VARIANTA 1	VARIANTA 2	VARIANTA 3
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
Fleksibilnost elektrarne v obratovanju	20 %	1,0	3,0	2,0
Dolžina gorivnega cikla	20 %	2,0	3,0	2,0
Možnost uporabe goriva MOX	20 %	2,0	2,0	2,0
Izkoristek jedrske elektrarne	20 %	2,0	3,0	2,0
Razpoložljivost elektrarne	20 %	2,0	3,0	2,0
SKUPAJ	100 %	1,80	2,80	2,00

SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
Vključitev JEK 2 v prenosno omrežje RS	34 %	3,0	2,0	1,0
Stanje v EE bilanci RS v letu 2050	33 %	3,0	2,0	1,0
Dodatno potrebna sistemska rezerva	33 %	3,0	1,0	3,0
SKUPAJ	100%	3,00	1,67	1,66

PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
Emisije potencialno radioaktivnih snovi med normalnim obratov.	20 %	3,0	2,0	1,0
Trdni radioaktivni odpadki (razen OJG)	20 %	2,0	3,0	1,0
Zmanjšanje emisij TGP - nadomeščanje fosilnih goriv	40 %	1,0	1,9	3,0
Vidni vplivi in zasedba površin	20 %	3,0	2,0	1,0
SKUPAJ	100%	2,00	2,16	1,80

VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
Izpolnjevanje osnovnih varnostnih funkcij	75%	3,0	3,0	3,0
Letna skupinska doza (man.Sv/leto)	25%	3,0	2,0	1,0
SKUPAJ	100%	3,00	2,75	2,50

EKONOMSKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
Povprečna lastna cena električne energije	20%	1,0	1,84	3,0
Diskontirana (Levelised costs) cena električne energije	20%	1,0	1,81	3,0
Interna stopnja donosnosti	20%	1,0	1,69	3,0
Neto sedanja vrednost	20%	1,0	1,81	3,0
Višina investicije	20%	3,0	1,86	1,0
SKUPAJ	100%	1,40	1,80	2,60

Tabela 11.4-2: Rezultati vrednotenja variant s prikazom scenarijev ob upoštevanju različnih uteži na ravni »skupin kriterijev« (multikriterijska analiza)

ANALIZA VREDNOTENJA VARIANT		VARIANTA 1	VARIANTA 2	VARIANTA 3
OSNOVNI SCENARIJ	Ponder	1 x 1.100 MW _e	1 x 1.600 MW _e	2 x 1.100 MW _e
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	20 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	20 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	20 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	20 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	20 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,24	2,24	2,11
RAZVRSTITEV VARIANT		1	2	3

SCENARIJ - TEHNOLOGIJA	Ponder	1 x 1.100 MW _e	1 x 1.600 MW _e	2 x 1.100 MW _e
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	60 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	10 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	10 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	10 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	10 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,02	2,52	2,06
RAZVRSTITEV VARIANT		3	1	2

SCENARIJ - SISTEMSKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	10 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	60 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	10 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	10 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	10 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,62	1,95	1,89
RAZVRSTITEV VARIANT		1	2	3

SCENARIJ - OKOLJE	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	10 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	10 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	60 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	10 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	10 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,12	2,20	1,96
RAZVRSTITEV VARIANT		2	1	3

SCENARIJ - RADIOLOŠKI VIDIK	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	10 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	10 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	10 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	60 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	10 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,62	2,49	2,31
RAZVRSTITEV VARIANT		1	2	3

SCENARIJ - EKONOMIKA	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	10 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	10 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	10 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	10 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	60 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	1,82	2,02	2,36
RAZVRSTITEV VARIANT		3	2	1

PREDLAGANI SCENARIJ	Ponder	1 x 1.100 MWe	1 x 1.600 MWe	2 x 1.100 MWe
TEHNIČNO - TEHNOLOŠKI VIDIK	10 %	1,80	2,80	2,00
SISTEMSKO - ELEKTROENERGETSKI VIDIK	20 %	3,00	1,67	1,66
PROSTORSKO - OKOLJSKI VIDIK	20 %	2,00	2,16	1,80
VARNOSTNO - RADIOLOŠKI VIDIK	20 %	3,00	2,75	2,50
EKONOMSKI VIDIK	30 %	1,40	1,80	2,60
SKUPAJ	100 %	2,20	2,14	2,17
RAZVRSTITEV VARIANT		1	3	2

Rezultati vrednotenja obravnavanih variant s prikazom scenarijev ob upoštevanju različnih uteži na ravni skupin kriterijev so pokazali, da se vrstni red variant ob spreminjanju uteži, predvsem pri »tehničnih scenarijih«, bistveno ne spreminja. Pri tehničnem paketu izjemo predstavljata »scenarij tehnologija« in »scenarij okolje«, kjer poudarjena utež (60 %) pri tehnično – tehnološkem vidiku in pri okoljskem vidiku privede do sprememb na poziciji prvo uvrščene med obravnavanimi variantami (na prvo mesto je uvrščena Varianta 2). Vrstni red variant se v celoti ohranja pri »osnovnem scenariju« in pri scenarijih »sistemski vidik« ter »varnostno – radiološki vidik«, kjer je na prvem mestu Varianta 1, sledita pa ji Varianta 2 in Varianta 3. Varianta 1 se na prvo mesto uvršča tudi pri t.i. »predlaganem scenariju«.

V »scenariju ekonomika« poudarjena utež (60 %) pri ekonomskem vidiku privede do uvrstitve Variante 3 na prvo pozicijo med obravnavanimi variantami. Varianta 2 je na prvo mesto uvrščena pri scenarijih »tehnično-tehnološki vidik« in »okolje«.

Gledano vseh sedem obravnavanih scenarijev vrednotenja, je v štirih scenarijih na prvo mesto uvrščena Varianta 1, v dveh scenarijih Varianta 2, pri ekonomskem scenariju pa Varianta 3. Potrebno je poudariti, da so razlike v točkah med variantami majhne.

Poenostavljena analiza občutljivosti na spreminjanje vrstnega reda na lestvici vrednotenja variant, ki je izvedena z navzkrižnim dodeljevanjem uteži v razmerju 10 % proti 60 % je pokazala, da način vrednotenja ni posebej občutljiv na spreminjanje uteži oziroma pomembnost posameznih skupin kriterijev. Na osnovi te ugotovitve lahko za primerjavo obravnavanih variant upoštevamo t.i. »predlagani scenarij«, kjer so bile na nivoju skupin kriterijev upoštevane uteži: 10 % pri tehnično – tehnološkem vidiku, 20 % pri sistemsko – elektroenergetskem vidiku, prostorsko – okoljskem in varnostno – radiološkem vidiku ter 30 % pri ekonomskem vidiku.

Potrebno je poudariti, da bo v naslednjih fazah projekta potrebno pridobiti kvalitetnejše podatke o posameznih reaktorjih, ki bodo omogočili natančnejše vrednotenje na ravni kriterijev, zlasti ker so razlike med variantami majhne.

Če gledamo strogo samo rezultate vrednotenja lahko ugotovimo, da je pri »predlaganem scenariju« razlika med prvo uvrščenim (Varianta 1) in drugo uvrščenim (Varianta 3) v točkah zelo majhna – pod 1,5 %. Rezultat ni bistveno drugačen tudi v primeru opazovanja razlike med najbolje in najslabše ocenjeno varianto oziroma tipom reaktorja za JEK 2; od 2,14 do 2,20; razlika 0,06, oziroma manj kot 3 % glede na razpon območja vrednostne lestvice.

Če pogledamo še najbolj značilne ekonomske pokazatelje: lastno ceno, diskontirano ceno električne energije in interno stopnjo donosa pri obravnavanih treh variantah ugotovimo, da so razlike med najvišjo in najnižjo vrednostjo parametrov obravnavanih variant tu nekoliko večje, kar je razvidno iz spodnje tabele (**Tabela 11.4-3**).

Tabela 11.4-3: Vrednosti značilnih ekonomskih pokazateljev

POKAZATELJ	VARIANTA 1	VARIANTA 2	VARIANTA 3	RAZLIKA	RAZLIKA V %
Lastna cena el. energ. (€/MWh)	36,53	34,09	30,71	5,82 €/MWh	~15,9
Diskontirana cena el. energ. (€/MWh)	46,78	43,74	39,29	7,49 €/MWh	16,0
Interna stopnja donosa (%)	6,15	6,65	7,59	1,44 %	~19

Ko se pri vrednotenju variant v ocenah pojavijo tako majhne razlike, ki so lahko tudi manjše od velikosti napake pri definiranju vhodnih podatkov v tako zgodnji fazi projekta, je najugodnejšo varianto praktično nemogoče izbrati. Poleg tega je projekt izgradnje JEK 2 povsem specifičen. Zaradi zahtevne in kompleksne tehnologije, zahtevnih postopkov licenciranja novih reaktorjev, političnih in ostalih tveganj, je število usposobljenih in preverjenih nosilcev tehnologije oziroma dobaviteljev tovrstne opreme v svetu omejeno.


V različnih delih sveta se postavljajo nekoliko različni kriteriji, ki jim morajo tamkajšnje jedrske elektrarne zadostiti. V ZDA ima osrednjo vlogo licenciranja neodvisna agencija NRC, v Evropi pa posamezne državne uprave za jedrsko varnost, ki praviloma sledijo varnostnim zahtevam in priporočilom IAEA ter WENRA. Te evropske zahteve so v nekaterih točkah celo strožje od ameriških, zato ostane za evropski prostor na voljo omejeno število potencialnih proizvajalcev jedrskih elektrarn.

V tej fazi projekta tudi ni mogoče napovedati, kako se bodo posamezni dobavitelji jedrskih elektrarn odzvali na morebitne dodatne tehnične zahteve, ki bi utegnile izhajati iz specifičnih pogojev lokacije ali zahtev elektroenergetskega sistema.

V takšnih razmerah, ko je za projekt JEK 2 potrebno v maksimalni možni meri zagotoviti konkurenco med potencialnimi dobavitelji jedrskih elektrarn, hkrati pa v tej fazi projekta ni možno zagotoviti zavezujočih tehničnih, še manj pa zanesljivih vhodnih podatkov za ekonomske izračune (npr. višina investicijske vrednosti je zgolj informativna), in ob tako majhnih razlikah, ki izhajajo iz vrednotenja variant, izbor najugodnejše variante ni utemeljen.

Iz predhodno opravljenih obravnav in primerjav v okviru vrednotenja variant je razvidno, da večina obravnavanih tipov reaktorjev izpolnjuje večino zahtev EUR v okviru tehnično – tehnološkega, okoljskega in varnostno – radiološkega vidika. Po sedaj razpoložljivih podatkih nekateri tipi reaktorjev čisto vseh zahtev EUR ne izpolnjujejo, ali pa podatki o izpolnjevanju zahtev niso dokončni in se bo morda v fazi ponudb z novimi podatki dokazovalo izpolnjevanje zahtev EUR. Vrednotenje v tej predinvesticijski zasnovi temelji na sedaj dostopnih podatkih.

Ker gre v okviru obravnavanih variant za jedrske reaktorje uveljavljenih nosilcev tehnologije, katerih jedrski reaktorji izpolnjujejo varnostne in okoljske standarde, kar je razvidno iz že opravljenih postopkov licenciranja ali pa iz spremljajoče dokumentacije v postopkih licenciranja, in ker se je pri vrednotenju omejenega števila razpoložljivih jedrskih reaktorjev v sklopu obravnavanih variant (za vse potencialne reaktorje namreč ni na voljo dovolj verodostojnih podatkov) pokazalo, da so razlike med njimi majhne predlagamo, da se **vse analizirane variante in vsi zgoraj navedeni reaktorji ostajajo v obravnavi za nadaljnje faze projekta.**

/		/		/			
Sprememba:		Opis spremembe:		Datum spr.:		Podpis:	
Naročnik: GEN energija, d.o.o., Vrbina 17 8270 Krško				Objekt: JEDRSKA ELEKTRARNA KRŠKO 2 (JEK 2)			
Izdelovalec:  IBE, svetovanje, projektiranje in inženiring Ljubljana, Slovenija				Del objekta/sistem: /			
				Vrsta dokumentacije: PREDINVESTICIJSKA ZASNOVA			
		Ime in priimek:		Ident. št.:		Vsebina risbe (dokumenta): 12. PRILOGE	
Vodja svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Janez Kuclar, univ. dipl. inž. str.		S-0094			
Izvajalec svetovanja:		Petra Polak Kovačič, univ. dipl. ekon.		/		Številka projekta: JEK2-B003/014A Vrsta projekta: PIZ	
Izdelal:		/		/		Klasifikac. oznaka: - - Stran/strani: 1/55	
Datum izdelave:		15.11.2019		Merilo:		Identifikac. oznaka: J E K 2 - - - 2 X 2 0 1 2 Spr.:	

KAZALO VSEBINE

12	PRILOGE	3
12.1	PRILOGA TEHNOLOŠKEGA DELA	3
12.2	PRILOGE EKONOMSKEGA DELA.....	5
12.2.1	<i>Izkaz poslovnega izida za Varianto 1</i>	<i>5</i>
12.2.2	<i>Finančni denarni tok za Varianto 1.....</i>	<i>15</i>
12.2.3	<i>Izkaz poslovnega izida za Varianto 2.....</i>	<i>22</i>
12.2.4	<i>Finančni denarni tok za Varianto 2.....</i>	<i>32</i>
12.2.5	<i>Izkaz poslovnega izida za Varianto 3.....</i>	<i>39</i>
12.2.6	<i>Finančni denarni tok za Varianto 3.....</i>	<i>49</i>

12 PRILOGE

12.1 PRILOGA TEHNOLOŠKEGA DELA

ZMANJŠANJE EMISIJ TOPLOGREDNIH PLINOV (TGP) – PRILOGA 12.1-1

Parametri za izračun	Vhodni podatki
Specifična emisija CO ₂ - lignit (kgCO ₂ / kg pr.)	0,933
Emisija CO ₂ (t CO ₂ / MWh elektrike)	0,950
Specifična emisija CO ₂ - ZP (kg CO ₂ / Sm ³ ZP)	1,9
Izkoristek sodobne enote na premog (%)	43
Izkoristek plinsko-parne (PP) enote (%)	55
Število ur obratovanja ETG in/ali PP enote	7800
Specifična emisija CO ₂ - lignit (kgCO ₂ / kg pr.)	0,933

ZMANJŠANJE EMISIJ TOPLOGREDNIH PLINOV (TGP)**PRILOGA 12.1-1**

	VARIANTA 1 (1 x 1100 MW)		VARIANTA 2 (1 x 1600 MW)		VARIANTA 3 (2 x 1100 MW)	
	Sodobna enota na trdna goriva (ETG)	Kombinirane plinsko parne enote (PP)	Sodobna enota na trdna goriva (ETG)	Kombinirane plinsko parne enote (PP)	Sodobna enota na trdna goriva (ETG)	Kombinirane plinsko parne enote (PP)
LETNA PROIZVODNJA JEK 2 (MWh)	8.800.000	8.800.000	12.800.000	12.800.000	17.600.000	17.600.000
SODOBNA ENOTA NA TRDNA GORIVA - LIGNIT						
Vhodna toplotna moč goriva (MW)	1.400		1.400		1.400	
Poraba lignita (t/h)	560		560		560	
Poraba lignita (t/leto)	4.368.000		4.368.000		4.368.000	
Emisija CO ₂ (t/leto)	4.075.344		4.075.344		4.075.344	
Proizvodnja elektrike iz ETG (MWh/leto)	4.290.000		4.290.000		4.290.000	
PP ENOTE NA ZEMELJSKI PLIN						
Potrebna letna proizvodnja električne energije iz drugih virov (zemeljski plin) v obsegu proizvodnje iz JEK 2; JEK 2 - ETG (MWh/leto)		4.510.000		8.510.000		13.310.000
Potrebna moč PP enot (MWe)		578		1.091		1.706
Potrebna vhodna toplotna moč goriva PP enot (MWt)		1.051		1.984		3.103
Poraba zemeljskega plina PP enot (Sm ³ /h)		111.312		210.037		328.507
Emisija CO ₂ iz PP enot (t/leto)		1.649.647		3.112.749		4.868.471
ZMANJŠANJE EMISIJ CO₂ IZ TERMOENERGETSKIH OBJEKTOV NA FOSILNA GORIVA V PRIMERU OBRATOVANJA JEK 2 (mio t/leto)	5,7		7,2		8,9	

12.2 PRILOGE EKONOMSKEGA DELA

Izkaz poslovnega izida je prikazan po letih za 60 let obratovanja, enak način prikaza velja tudi za finančni denarni tok za izračun upravičenosti s tem, da je v finančnem denarnem toku prikazano tudi obdobje izgradnje.

12.2.1 Izkaz poslovnega izida za Varianto 1

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	616.000	591.265	630.080	604.627	611.308	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	616.000	591.265	630.080	604.627	611.308	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	146.336	131.209	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	69.612	54.729	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.454	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.922	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	288.339	279.084	332.184	307.328	314.009	353.304
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	161.835	160.875	157.332	152.116	146.900	141.684
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	126.504	118.208	174.852	155.212	167.109	211.620
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	126.504	118.208	174.852	155.212	167.109	211.620
DAVEK IZ DOBIČKA	24.036	22.460	33.222	29.490	31.751	40.208
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	102.469	95.749	141.630	125.722	135.358	171.412

v 000 EUR

	2036	2037	2038	2039	2040	2041
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	320.690	320.690	353.304	320.690	320.690	353.304
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	136.468	131.252	126.036	120.820	115.604	110.388
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	184.222	189.438	227.268	199.870	205.086	242.916
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	184.222	189.438	227.268	199.870	205.086	242.916
DAVEK IZ DOBIČKA	35.002	35.993	43.181	37.975	38.966	46.154
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	149.220	153.445	184.087	161.895	166.120	196.762

v 000 EUR

	2042	2043	2044	2045	2046	2047
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	320.690	320.690	353.304	320.690	320.690	353.304
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	105.172	99.956	94.740	89.524	84.308	79.092
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	215.518	220.734	258.564	231.166	236.382	274.212
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	215.518	220.734	258.564	231.166	236.382	274.212
DAVEK IZ DOBIČKA	40.948	41.939	49.127	43.922	44.913	52.100
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	174.569	178.794	209.437	187.244	191.469	222.112

v 000 EUR

	2048	2049	2050	2051	2052	2053
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	320.690	320.690	353.304	320.690	320.690	353.304
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	55.675	32.428	5.930	1.673	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	265.015	288.262	347.375	319.017	320.690	353.304
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	265.015	288.262	347.375	319.017	320.690	353.304
DAVEK IZ DOBIČKA	50.353	54.770	66.001	60.613	60.931	67.128
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	214.662	233.493	281.374	258.404	259.759	286.177

v 000 EUR

	2054	2055	2056	2057	2058	2059
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	525.290	520.960
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	525.290	520.960
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	115.646	115.614
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	17.529	17.497
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523	148.523
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	5.584	5.538
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	320.690	320.690	353.304	320.690	229.658	225.405
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	320.690	320.690	353.304	320.690	229.658	225.405
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	320.690	320.690	353.304	320.690	229.658	225.405
DAVEK IZ DOBIČKA	60.931	60.931	67.128	60.931	43.635	42.827
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	259.759	259.759	286.177	259.759	186.023	182.578

v 000 EUR

	2060	2061	2062	2063	2064	2065
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DAVEK IZ DOBIČKA	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	304.595	304.595	331.013	304.595	304.595	331.013

v 000 EUR

	2066	2067	2068	2069	2070	2071
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DAVEK IZ DOBIČKA	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	304.595	304.595	331.013	304.595	304.595	331.013

v 000 EUR

	2072	2073	2074	2075	2076	2077
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DAVEK IZ DOBIČKA	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	304.595	304.595	331.013	304.595	304.595	331.013

v 000 EUR

	2078	2079	2080	2081	2082	2083
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DAVEK IZ DOBIČKA	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	304.595	304.595	331.013	304.595	304.595	331.013

v 000 EUR

	2084	2085	2086	2087	2088	2089
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	116.327	116.327	116.570	116.327	116.327	116.570
Stroški goriva	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847	39.847
Stroški materiala - ostali	18.210	18.210	18.454	18.210	18.210	18.454
Stroški storitev	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270	58.270
STROŠKI DELA	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
AMORTIZACIJA	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170	93.170
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	6.569	6.569	6.922	6.569	6.569	6.922
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	376.043	376.043	408.658	376.043	376.043	408.658
DAVEK IZ DOBIČKA	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	304.595	304.595	331.013	304.595	304.595	331.013

12.2.2 Finančni denarni tok za Varianto 1

v 000 EUR	2020	2021	2022	2023	2024
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	31.601	31.601	31.601	86.389	125.743
3. Investicija	31.601	31.601	31.601	86.389	125.743
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-31.601	-31.601	-31.601	-86.389	-125.743

v 000 EUR	2025	2026	2027	2028	2029
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	627.877	1.123.668	1.177.571	1.202.918	924.125
3. Investicija	627.877	1.123.668	1.177.571	1.202.918	924.125
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-627.877	-1.123.668	-1.177.571	-1.202.918	-924.125

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034
I. PRITOKI	616.000	591.265	630.080	604.627	611.308
1. Koristi	616.000	591.265	630.080	604.627	611.308
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	616.000	591.265	630.080	604.627	611.308
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	480.303	186.118	182.594	178.266	180.526
3. Investicija	277.130	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	159.658	144.178	129.893	129.296	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	24.036	22.460	33.222	29.490	31.751
III. NETO PRILIVI	135.697	405.147	447.486	426.361	430.782

v 000 EUR	2035	2036	2037	2038	2039
I. PRITOKI	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
1. Koristi	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	189.580	183.778	184.769	192.553	186.751
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.893	129.296	129.296	129.893	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	40.208	35.002	35.993	43.181	37.975
III. NETO PRILIVI	461.620	434.211	433.220	458.647	431.238

v 000 EUR	2040	2041	2042	2043	2044
I. PRITOKI	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
1. Koristi	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	187.742	195.526	189.724	190.715	198.499
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.893	129.296	129.296	129.893
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	38.966	46.154	40.948	41.939	49.127
III. NETO PRILIVI	430.247	455.674	428.265	427.274	452.701

v 000 EUR	2045	2046	2047	2048	2049
I. PRITOKI	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
1. Koristi	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	192.697	193.688	201.473	199.128	203.545
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.296	129.893	129.296	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	43.922	44.913	52.100	50.353	54.770
III. NETO PRILIVI	425.292	424.301	449.727	418.861	414.444

v 000 EUR	2050	2051	2052	2053	2054
I. PRITOKI	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
1. Koristi	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	215.373	209.389	209.706	216.500	209.706
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.893	129.296	129.296	129.893	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	66.001	60.613	60.931	67.128	60.931
III. NETO PRILIVI	435.827	408.600	408.282	434.700	408.282

v 000 EUR	2055	2056	2057	2058	2059
I. PRITOKI	617.989	651.200	617.989	525.290	520.960
1. Koristi	617.989	651.200	617.989	525.290	520.960
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	651.200	617.989	525.290	520.960
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	209.706	216.500	209.706	1.207.144	1.206.259
3. Investicija	0	0	0	1.016.400	1.016.400
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.893	129.296	127.630	127.552
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	60.931	67.128	60.931	43.635	42.827
III. NETO PRILIVI	408.282	434.700	408.282	-681.854	-685.299

v 000 EUR	2060	2061	2062	2063	2064
I. PRITOKI	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
1. Koristi	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	220.224	220.224	227.017	220.224	220.224
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.296	129.893	129.296	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448
III. NETO PRILIVI	397.765	397.765	424.183	397.765	397.765

v 000 EUR	2065	2066	2067	2068	2069
I. PRITOKI	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
1. Koristi	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	227.017	220.224	220.224	227.017	220.224
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.893	129.296	129.296	129.893	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	77.645	71.448	71.448	77.645	71.448
III. NETO PRILIVI	424.183	397.765	397.765	424.183	397.765

v 000 EUR	2070	2071	2072	2073	2074
I. PRITOKI	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
1. Koristi	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	220.224	227.017	220.224	220.224	227.017
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.893	129.296	129.296	129.893
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
III. NETO PRILIVI	397.765	424.183	397.765	397.765	424.183

v 000 EUR	2075	2076	2077	2078	2079
I. PRITOKI	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
1. Koristi	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	617.989	651.200	617.989	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	220.224	220.224	227.017	220.224	220.224
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.296	129.893	129.296	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	71.448	71.448	77.645	71.448	71.448
III. NETO PRILIVI	397.765	397.765	424.183	397.765	397.765

v 000 EUR	2080	2081	2082	2083	2084
I. PRITOKI	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
1. Koristi	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	651.200	617.989	617.989	651.200	617.989
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	227.017	220.224	220.224	227.017	220.224
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.893	129.296	129.296	129.893	129.296
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	77.645	71.448	71.448	77.645	71.448
III. NETO PRILIVI	424.183	397.765	397.765	424.183	397.765

v 000 EUR	2085	2086	2087	2088	2089
I. PRITOKI	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
1. Koristi	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	617.989	651.200	617.989	617.989	651.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	220.224	227.017	220.224	220.224	227.017
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	129.296	129.893	129.296	129.296	129.893
5. Stroški plač	19.480	19.480	19.480	19.480	19.480
6. Davki	71.448	77.645	71.448	71.448	77.645
III. NETO PRILIVI	397.765	424.183	397.765	397.765	424.183

12.2.3 Izkaz poslovnega izida za Varianto 2

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	896.000	860.022	916.480	879.457	889.175	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	896.000	860.022	916.480	879.457	889.175	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	206.450	182.644	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	106.086	82.570	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.497	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	8.192	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	445.913	434.159	513.423	477.110	486.828	544.143
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	223.637	222.310	217.410	210.197	202.983	195.770
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	222.276	211.849	296.013	266.913	283.844	348.374
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	222.276	211.849	296.013	266.913	283.844	348.374
DAVEK IZ DOBIČKA	42.232	40.251	56.243	50.714	53.930	66.191
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	180.044	171.598	239.771	216.200	229.914	282.183

v 000 EUR

	2036	2037	2038	2039	2040	2041
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	496.545	496.545	544.143	496.545	496.545	544.143
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	188.556	181.343	174.129	166.916	159.702	152.489
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	307.989	315.203	370.014	329.630	336.843	391.655
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	307.989	315.203	370.014	329.630	336.843	391.655
DAVEK IZ DOBIČKA	58.518	59.888	70.303	62.630	64.000	74.414
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	249.471	255.314	299.711	267.000	272.843	317.240

v 000 EUR

	2042	2043	2044	2045	2046	2047
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	496.545	496.545	544.143	496.545	496.545	544.143
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	145.275	138.062	130.848	123.635	116.421	109.208
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	351.270	358.483	413.295	372.910	380.124	434.935
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	351.270	358.483	413.295	372.910	380.124	434.935
DAVEK IZ DOBIČKA	66.741	68.112	78.526	70.853	72.224	82.638
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	284.529	290.372	334.769	302.057	307.900	352.298

v 000 EUR

	2048	2049	2050	2051	2052	2053
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	496.545	496.545	544.143	496.545	496.545	544.143
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	76.702	44.431	8.200	2.314	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	419.844	452.114	535.943	494.232	496.545	544.143
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	419.844	452.114	535.943	494.232	496.545	544.143
DAVEK IZ DOBIČKA	79.770	85.902	101.829	93.904	94.344	103.387
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	340.073	366.213	434.114	400.328	402.202	440.756

v 000 EUR

	2054	2055	2056	2057	2058	2059
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	764.059	757.760
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	764.059	757.760
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	158.315	158.277
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	22.393	22.355
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000	204.000
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	6.608	6.553
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	496.545	496.545	544.143	496.545	363.691	357.484
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	496.545	496.545	544.143	496.545	363.691	357.484
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	496.545	496.545	544.143	496.545	363.691	357.484
DAVEK IZ DOBIČKA	94.344	94.344	103.387	94.344	69.101	67.922
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	402.202	402.202	440.756	402.202	294.589	289.562

v 000 EUR

	2060	2061	2062	2063	2064	2065
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DAVEK IZ DOBIČKA	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	462.898	462.898	501.452	462.898	462.898	501.452

v 000 EUR

	2066	2067	2068	2069	2070	2071
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DAVEK IZ DOBIČKA	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	462.898	462.898	501.452	462.898	462.898	501.452

v 000 EUR

	2072	2073	2074	2075	2076	2077
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DAVEK IZ DOBIČKA	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	462.898	462.898	501.452	462.898	462.898	501.452

v 000 EUR

	2078	2079	2080	2081	2082	2083
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DAVEK IZ DOBIČKA	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	462.898	462.898	501.452	462.898	462.898	501.452

v 000 EUR

	2084	2085	2086	2087	2088	2089
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	159.128	159.128	159.420	159.128	159.128	159.420
Stroški goriva	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055	59.055
Stroški materiala - ostali	23.206	23.206	23.497	23.206	23.206	23.497
Stroški storitev	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868	76.868
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067	129.067
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	7.774	7.774	8.192	7.774	7.774	8.192
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	571.479	571.479	619.077	571.479	571.479	619.077
DAVEK IZ DOBIČKA	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	462.898	462.898	501.452	462.898	462.898	501.452

12.2.4 Finančni denarni tok za Varianto 2

v 000 EUR	2020	2021	2022	2023	2024
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	43.776	43.776	43.776	99.808	140.055
3. Investicija	43.776	43.776	43.776	99.808	140.055
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-43.776	-43.776	-43.776	-99.808	-140.055

v 000 EUR	2025	2026	2027	2028	2029
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	869.763	1.556.732	1.631.610	1.666.940	1.283.292
3. Investicija	869.763	1.556.732	1.631.610	1.666.940	1.283.292
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-869.763	-1.556.732	-1.631.610	-1.666.940	-1.283.292

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034
I. PRITOKI	896.000	860.022	916.480	879.457	889.175
1. Koristi	896.000	860.022	916.480	879.457	889.175
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	896.000	860.022	916.480	879.457	889.175
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	672.223	262.114	255.299	249.061	252.278
3. Investicija	383.903	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	221.042	196.818	174.011	173.302	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	42.232	40.251	56.243	50.714	53.930
III. NETO PRILIVI	223.777	597.908	661.181	630.396	636.897

v 000 EUR	2035	2036	2037	2038	2039
I. PRITOKI	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
1. Koristi	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	265.248	256.865	258.236	269.359	260.977
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	174.011	173.302	173.302	174.011	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	66.191	58.518	59.888	70.303	62.630
III. NETO PRILIVI	681.952	642.027	640.657	677.841	637.916

v 000 EUR	2040	2041	2042	2043	2044
I. PRITOKI	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
1. Koristi	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	262.348	273.471	265.089	266.459	277.583
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	174.011	173.302	173.302	174.011
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	64.000	74.414	66.741	68.112	78.526
III. NETO PRILIVI	636.545	673.729	633.804	632.433	669.617

v 000 EUR	2045	2046	2047	2048	2049
I. PRITOKI	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
1. Koristi	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	269.200	270.571	281.694	278.118	284.249
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	173.302	174.011	173.302	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	70.853	72.224	82.638	79.770	85.902
III. NETO PRILIVI	629.692	628.322	665.506	620.775	614.644

v 000 EUR	2050	2051	2052	2053	2054
I. PRITOKI	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
1. Koristi	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	300.886	292.252	292.691	302.444	292.691
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	174.011	173.302	173.302	174.011	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	101.829	93.904	94.344	103.387	94.344
III. NETO PRILIVI	646.314	606.641	606.202	644.756	606.202

v 000 EUR	2055	2056	2057	2058	2059
I. PRITOKI	898.893	947.200	898.893	764.059	757.760
1. Koristi	898.893	947.200	898.893	764.059	757.760
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	947.200	898.893	764.059	757.760
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	292.691	302.444	292.691	1.673.470	1.672.198
3. Investicija	0	0	0	1.408.000	1.408.000
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	174.011	173.302	171.323	171.231
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	94.344	103.387	94.344	69.101	67.922
III. NETO PRILIVI	606.202	644.756	606.202	-909.411	-914.438

v 000 EUR	2060	2061	2062	2063	2064
I. PRITOKI	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
1. Koristi	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	306.928	306.928	316.681	306.928	306.928
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	173.302	174.011	173.302	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581
III. NETO PRILIVI	591.964	591.964	630.519	591.964	591.964

v 000 EUR	2065	2066	2067	2068	2069
I. PRITOKI	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
1. Koristi	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	316.681	306.928	306.928	316.681	306.928
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	174.011	173.302	173.302	174.011	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	117.625	108.581	108.581	117.625	108.581
III. NETO PRILIVI	630.519	591.964	591.964	630.519	591.964

v 000 EUR	2070	2071	2072	2073	2074
I. PRITOKI	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
1. Koristi	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	306.928	316.681	306.928	306.928	316.681
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	174.011	173.302	173.302	174.011
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
III. NETO PRILIVI	591.964	630.519	591.964	591.964	630.519

v 000 EUR	2075	2076	2077	2078	2079
I. PRITOKI	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
1. Koristi	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	898.893	947.200	898.893	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	306.928	306.928	316.681	306.928	306.928
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	173.302	174.011	173.302	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	108.581	108.581	117.625	108.581	108.581
III. NETO PRILIVI	591.964	591.964	630.519	591.964	591.964

v 000 EUR	2080	2081	2082	2083	2084
I. PRITOKI	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
1. Koristi	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	947.200	898.893	898.893	947.200	898.893
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	316.681	306.928	306.928	316.681	306.928
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	174.011	173.302	173.302	174.011	173.302
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	117.625	108.581	108.581	117.625	108.581
III. NETO PRILIVI	630.519	591.964	591.964	630.519	591.964

v 000 EUR	2085	2086	2087	2088	2089
I. PRITOKI	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
1. Koristi	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	898.893	947.200	898.893	898.893	947.200
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	306.928	316.681	306.928	306.928	316.681
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	173.302	174.011	173.302	173.302	174.011
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	108.581	117.625	108.581	108.581	117.625
III. NETO PRILIVI	591.964	630.519	591.964	591.964	630.519

12.2.5 Izkaz poslovnega izida za Varianto 3

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	616.000	591.265	1.260.160	1.209.254	1.222.616	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	616.000	591.265	1.260.160	1.209.254	1.222.616	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	134.512	119.385	239.259	223.888	209.006	209.493
Stroški goriva	69.612	54.729	109.459	94.576	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	16.175	15.931	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	48.725	48.725	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	160.261	160.261	246.558	246.558	246.558	246.558
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	4.957	4.704	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	284.825	275.469	732.984	697.954	726.199	804.990
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	200.712	199.138	258.379	253.052	247.241	238.686
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	84.113	76.331	474.606	444.902	478.958	566.304
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	84.113	76.331	474.606	444.902	478.958	566.304
DAVEK IZ DOBIČKA	15.981	14.503	90.175	84.531	91.002	107.598
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	68.131	61.828	384.431	360.371	387.956	458.706

v 000 EUR

	2036	2037	2038	2039	2040	2041
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	739.560	739.560	804.990	739.560	739.560	804.990
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	230.130	221.575	213.020	204.465	195.910	187.355
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	509.430	517.985	591.969	535.095	543.651	617.635
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	509.430	517.985	591.969	535.095	543.651	617.635
DAVEK IZ DOBIČKA	96.792	98.417	112.474	101.668	103.294	117.351
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	412.638	419.568	479.495	433.427	440.357	500.284

v 000 EUR

	2042	2043	2044	2045	2046	2047
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	739.560	739.560	804.990	739.560	739.560	804.990
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	178.799	170.244	161.689	153.134	144.579	136.024
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	560.761	569.316	643.301	586.427	594.982	668.966
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	560.761	569.316	643.301	586.427	594.982	668.966
DAVEK IZ DOBIČKA	106.545	108.170	122.227	111.421	113.047	127.104
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	454.216	461.146	521.073	475.006	481.935	541.862

v 000 EUR

	2048	2049	2050	2051	2052	2053
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	739.560	739.560	804.990	739.560	739.560	804.990
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	95.168	51.432	16.182	9.201	5.972	2.744
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	644.392	688.128	788.807	730.360	733.588	802.245
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	644.392	688.128	788.807	730.360	733.588	802.245
DAVEK IZ DOBIČKA	122.435	130.744	149.873	138.768	139.382	152.427
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	521.958	557.384	638.934	591.591	594.206	649.819

v 000 EUR

	2054	2055	2056	2057	2058	2059
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.050.581	1.107.040
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.050.581	1.107.040
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	207.645	208.059
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	30.501	30.915
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558	246.558
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	7.997	8.427
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	739.560	739.560	804.990	739.560	556.936	612.551
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	739.560	739.560	804.990	739.560	556.936	612.551
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	739.560	739.560	804.990	739.560	556.936	612.551
DAVEK IZ DOBIČKA	140.516	140.516	152.948	140.516	105.818	116.385
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	599.044	599.044	652.042	599.044	451.118	496.166

v 000 EUR

	2060	2061	2062	2063	2064	2065
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	224.640	224.640	155.283	155.283	155.283	155.283
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	761.478	761.478	896.264	830.835	830.835	896.264
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	761.478	761.478	896.264	830.835	830.835	896.264
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	761.478	761.478	896.264	830.835	830.835	896.264
DAVEK IZ DOBIČKA	144.681	144.681	170.290	157.859	157.859	170.290
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	616.797	616.797	725.974	672.976	672.976	725.974

v 000 EUR

	2066	2067	2068	2069	2070	2071
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DAVEK IZ DOBIČKA	157.859	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	672.976	672.976	725.974	672.976	672.976	725.974

v 000 EUR

	2072	2073	2074	2075	2076	2077
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DAVEK IZ DOBIČKA	157.859	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	672.976	672.976	725.974	672.976	672.976	725.974

v 000 EUR

	2078	2079	2080	2081	2082	2083
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DAVEK IZ DOBIČKA	157.859	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	672.976	672.976	725.974	672.976	672.976	725.974

v 000 EUR

	2084	2085	2086	2087	2088	2089
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
KOSMATI DONOS IZ POSLOVANJA	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
STROŠKI BLAGA, MATERIALA IN STORITEV	209.006	209.006	209.493	209.006	209.006	209.493
Stroški goriva	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694	79.694
Stroški materiala - ostali	31.862	31.862	32.349	31.862	31.862	32.349
Stroški storitev	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450	97.450
STROŠKI DELA	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
AMORTIZACIJA	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283	155.283
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA (nadomestilo)	9.409	9.409	9.914	9.409	9.409	9.914
DRUGI ODHODKI POSLOVANJA	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
DOBIČEK IZ POSLOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
PRIHODKI iz REZERVACIJ	0	0	0	0	0	0
FINANČNI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz POSLOVANJA	0	0	0	0	0	0
FINANČNI ODHODKI iz FINANCIRANJA	0	0	0	0	0	0
DOBIČEK IZ REDNEGA DELOVANJA	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DRUGI PRIHODKI	0	0	0	0	0	0
DRUGI ODHODKI	0	0	0	0	0	0
CELOTNI DOBIČEK	830.835	830.835	896.264	830.835	830.835	896.264
DAVEK IZ DOBIČKA	157.859	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
ODLOŽENI DAVKI	0	0	0	0	0	0
ČISTI DOBIČEK	672.976	672.976	725.974	672.976	672.976	725.974

12.2.6 Finančni denarni tok za Varianto 3

v 000 EUR	2020	2021	2022	2023	2024
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	28.358	51.559	51.559	131.088	188.212
3. Investicija	28.358	51.559	51.559	131.088	188.212
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-28.358	-51.559	-51.559	-131.088	-188.212

v 000 EUR	2025	2026	2027	2028	2029
I. PRITOKI	0	0	0	0	0
1. Koristi	0	0	0	0	0
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	0	0	0	0	0
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	637.121	1.149.440	1.593.062	1.768.387	1.752.739
3. Investicija	637.121	1.149.440	1.593.062	1.768.387	1.752.739
4. Stroški poslovanja (brez AM)	0	0	0	0	0
5. Stroški plač	0	0	0	0	0
6. Davki	0	0	0	0	0
III. NETO PRILIVI	-637.121	-1.149.440	-1.593.062	-1.768.387	-1.752.739

v 000 EUR	2030	2031	2032	2033	2034
I. PRITOKI	616.000	591.265	1.260.160	1.209.254	1.222.616
1. Koristi	616.000	591.265	1.260.160	1.209.254	1.222.616
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	616.000	591.265	1.260.160	1.209.254	1.222.616
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	1.298.719	837.578	561.090	349.273	340.861
3. Investicija	1.111.824	667.540	190.297	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	145.869	130.490	255.573	239.697	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	15.981	14.503	90.175	84.531	91.002
III. NETO PRILIVI	-682.719	-246.313	699.070	859.980	881.754

v 000 EUR	2035	2036	2037	2038	2039
I. PRITOKI	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
1. Koristi	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	358.450	346.651	348.277	363.327	351.528
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	225.807	224.814	224.814	225.807	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	107.598	96.792	98.417	112.474	101.668
III. NETO PRILIVI	943.950	889.326	887.701	939.073	884.450

v 000 EUR	2040	2041	2042	2043	2044
I. PRITOKI	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
1. Koristi	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	353.153	368.203	356.404	358.030	373.080
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	225.807	224.814	224.814	225.807
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	103.294	117.351	106.545	108.170	122.227
III. NETO PRILIVI	882.824	934.197	879.574	877.948	929.320

v 000 EUR	2045	2046	2047	2048	2049
I. PRITOKI	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
1. Koristi	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	361.281	362.906	377.956	372.294	380.604
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	224.814	225.807	224.814	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	111.421	113.047	127.104	122.435	130.744
III. NETO PRILIVI	874.697	873.072	924.444	863.684	855.374

v 000 EUR	2050	2051	2052	2053	2054
I. PRITOKI	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
1.Koristi	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2.Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II.ODTOKI	400.726	388.628	389.241	403.279	390.376
3.Investicija	0	0	0	0	0
4.Stroški poslovanja (brez AM)	225.807	224.814	224.814	225.807	224.814
5.Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6.Davki	149.873	138.768	139.382	152.427	140.516
III. NETO PRILIVI	901.674	847.350	846.736	899.121	845.602

v 000 EUR	2055	2056	2057	2058	2059
I. PRITOKI	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.050.581	1.107.040
1.Koristi	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.050.581	1.107.040
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.050.581	1.107.040
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2.Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II.ODTOKI	390.376	403.801	390.376	2.046.905	2.058.316
3.Investicija	0	0	0	1.694.000	1.694.000
4.Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	225.807	224.814	222.042	222.886
5.Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6.Davki	140.516	152.948	140.516	105.818	116.385
III. NETO PRILIVI	845.602	898.599	845.602	-996.324	-951.276

v 000 EUR	2060	2061	2062	2063	2064
I. PRITOKI	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
1. Koristi	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	394.540	394.540	421.143	407.718	407.718
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	224.814	225.807	224.814	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	144.681	144.681	170.290	157.859	157.859
III. NETO PRILIVI	841.437	841.437	881.257	828.260	828.260

v 000 EUR	2065	2066	2067	2068	2069
I. PRITOKI	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
1. Koristi	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	421.143	407.718	407.718	421.143	407.718
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	225.807	224.814	224.814	225.807	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	170.290	157.859	157.859	170.290	157.859
III. NETO PRILIVI	881.257	828.260	828.260	881.257	828.260

v 000 EUR	2070	2071	2072	2073	2074
I. PRITOKI	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
1. Koristi	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	407.718	421.143	407.718	407.718	421.143
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	225.807	224.814	224.814	225.807
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
III. NETO PRILIVI	828.260	881.257	828.260	828.260	881.257

v 000 EUR	2075	2076	2077	2078	2079
I. PRITOKI	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
1. Koristi	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	407.718	407.718	421.143	407.718	407.718
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	224.814	225.807	224.814	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	157.859	157.859	170.290	157.859	157.859
III. NETO PRILIVI	828.260	828.260	881.257	828.260	828.260

v 000 EUR	2080	2081	2082	2083	2084
I. PRITOKI	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
1. Koristi	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400	1.235.978
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	0
II. ODTOKI	421.143	407.718	407.718	421.143	407.718
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	225.807	224.814	224.814	225.807	224.814
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	170.290	157.859	157.859	170.290	157.859
III. NETO PRILIVI	881.257	828.260	828.260	881.257	828.260

v 000 EUR	2085	2086	2087	2088	2089
I. PRITOKI	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.336.280
1. Koristi	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
ČISTI PRIHODKI IZ PRODAJE	1.235.978	1.302.400	1.235.978	1.235.978	1.302.400
DRUGI PRIHODKI IZ POSLOVANJA	0	0	0	0	0
Ostale koristi	0	0	0	0	0
2. Ostanek vrednosti projekta	0	0	0	0	33.880
II. ODTOKI	407.718	421.143	407.718	407.718	421.143
3. Investicija	0	0	0	0	0
4. Stroški poslovanja (brez AM)	224.814	225.807	224.814	224.814	225.807
5. Stroški plač	25.045	25.045	25.045	25.045	25.045
6. Davki	157.859	170.290	157.859	157.859	170.290
III. NETO PRILIVI	828.260	881.257	828.260	828.260	915.137